

15

5

МЕЖДУНАРОДНАЯ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
2026



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЁЖИ



МАТЕРИАЛЫ КОНФЕРЕНЦИИ

23-27 марта
ИГЭУ

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФГБОУ ВО «ИВАНОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ В.И. ЛЕНИНА»

АО «СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»
ПАО «ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ - РОССЕТИ»

РОССИЙСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ КОМИТЕТ
МЕЖДУНАРОДНОГО СОВЕТА
ПО БОЛЬШИМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СИСТЕМАМ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

БЛАГОТВОРИТЕЛЬНЫЙ ФОНД «НАДЕЖНАЯ СМЕНА»

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ – 2026



**Материалы
XV Международной научно-технической конференции**

23 - 27 марта 2026 года

Иваново 2026

УДК 621.31
ББК 31.2
Э45

Электроэнергетика глазами молодежи: материалы XV Международной научно-технической конференции, 23 – 27 марта 2026, Иваново. – Иваново, Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина, 2026 – 647 с.

ISBN 978-5-00062-691-7

Опубликованы материалы XV Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» по научным направлениям «Управление электроэнергетическими режимами энергосистем» и «Режимы работы и оборудование электрических сетей и систем», «Релейная защита и автоматика энергосистем», «Цифровые технологии в электроэнергетике», «Перспективные направления развития электроэнергетики», «Промышленная энергетика. Энергоэффективность», «Образовательные технологии и программы подготовки специалистов для электроэнергетики».

Предназначен для научных работников, аспирантов и специалистов, работающих в сфере энергетики, а также для студентов вузов энергетического профиля.

Рецензенты: доцент кафедры «Промышленной теплоэнергетики» ИГЭУ, к.т.н. Банников А.В., начальник Службы информационной модели АО «СО ЕЭС», к.т.н. Беляев Н.А., главный специалист Оперативно-диспетчерской службы АО «СО ЕЭС» Бондаренко А.Ф., начальник отдела мониторинга переходных режимов Службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики АО «СО ЕЭС» Дубинин Д.М., заместитель начальника управления обучения и развития Департамента подбора, обучения и развития персонала ПАО «Россети» Иванов О.С., доцент кафедры «Промышленной теплоэнергетики» ИГЭУ, к.т.н. Козлова М.В., доцент кафедры «Электропривода и автоматизации промышленных установок» ИГЭУ, к.т.н. Куленко М.С., диспетчер Оперативно-диспетчерской службы Филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ, к.т.н. Левин Д.С., заместитель начальника Департамента развития персонала, к.т.н. Могин А.В., заместитель начальника Оперативно-диспетчерской службы Филиала АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ, к.т.н. Назаров А.А., руководитель Дирекции инновационного развития ПАО «Россети» Новиков С.Л., заместитель главного диспетчера по режимам Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, к.т.н. Останин А.Ю., ведущий специалист Службы управления персоналом Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга, к.т.н. Пасторов В.М., начальник управления обучения и развития Департамента подбора, обучения и развития персонала ПАО «Россети» Папсуева С.В., заместитель начальника Службы электрических режимов Филиала АО «СО ЕЭС» Карельское РДУ, к.т.н. Петрушин Д.Е., старший преподаватель кафедры «Электрических систем» ИГЭУ Полкошников Д.А., ведущий эксперт Службы релейной защиты и автоматики АО «СО ЕЭС» Расшепляев А.И., главный специалист Службы оперативного планирования режимов, к.т.н. Совбан Е.А., главный эксперт Департамента обеспечения функционирования технологических информационных систем, АСТУ и связи ПАО «Россети», к.т.н. Титов А.П., ведущий эксперт отдела технологий параллельной работы Департамента параллельной работы и стандартизации Утц С.А., учёный секретарь Управления организации научно-технического совета Департамента НТС и научно-технической информации АО «Россети НТЦ», д.т.н. Хренников А.Ю., доцент кафедры «Автоматического управления электроэнергетическими системами» ИГЭУ, к.т.н. Яблоков А.А.

Редакционная коллегия: Г.А. Филатова (отв. редактор), И.Н. Сулыненков, И.А. Москвин

Материалы публикуются в авторской редакции. Ответственность за их содержание возлагается на авторов.

© Коллектив авторов, 2026

© ФГБОУ ВО Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина, 2026

XV Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи – 2026»

Организаторы конференции



ФГБОУ ВО «Ивановский
государственный
энергетический университет
имени В.И. Ленина»



АО «Системный оператор
Единой энергетической
системы»



ПАО «Федеральная сетевая
компания - Россети»



Российский национальный
комитет СИГРЭ



Благотворительный Фонд
«Надежная смена»

При поддержке



Министерство энергетики Российской
Федерации



Министерство науки и высшего образования
Российской Федерации

Генеральный информационный партнер



Журнал «Электроэнергия. Передача и распределение»

Партнеры конференции



Журнал «Известия НТЦ Единой энергетической системы»



Журнал «Энергия Единой сети»



Журнал «Электрические станции»



Журнал «Вестник КГЭУ»



Журнал «ИВУЗ. Проблемы энергетики»



Журнал «Вестник ИРННТУ»



Журнал «Вести в электроэнергетике»



Журнал «Энергетик»



Журнал «Вестник СамГТУ»



Журнал «Энергетика и промышленность России»



Журнал «Energyland»



Журнал «Промышленная энергетика»



Аналитический онлайн журнал
ВЕСТИК

Северо-Кавказского
федерального
университета

Журнал «Вестник
СКФУ»



Журнал «Рынок электротехники»



Журнал «Энергобезопасность и энергосбережение»



Пенсионный фонд

ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ КОМИТЕТ

СОПРЕДСЕДАТЕЛИ ОРГАНИЗАЦИОННОГО КОМИТЕТА:

Первеева Байрта Николаевна	Член Правления, директор по персоналу АО «СО ЕЭС» (Москва)
Катаев Андрей Михайлович	Член Правления, директор по энергетическим рынкам и внешним связям АО «СО ЕЭС» (Москва)
Борисова Дарья Викторовна	Директор по управлению персоналом и организационному развитию ПАО «Россети», руководитель Организационного комитета Молодежной секции РНК СИГРЭ (Москва)

ЧЛЕНЫ ОРГАНИЗАЦИОННОГО КОМИТЕТА:

Васенева Севиля Андреевна	Ведущий специалист отдела протокола Департамента управления делами АО «СО ЕЭС» (Москва)
Вольман Мария Андреевна	Заместитель директора Научно-образовательного центра высоких технологий в сфере тепловой и атомной энергетики ФГБОУ ВО «ИГЭУ» (Иваново)
Гриневиц Вера Александровна	Начальник Службы управления персоналом Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра (Москва)
Кандалов Юрий Владимирович	Директор Представительства АО «СО ЕЭС» в Ивановской области (Иваново)
Королев Артем Сергеевич	Директор Фонда «Надежная смена» (Москва)
Красиля Александра Ивановна	Начальник Департамента развития персонала АО «СО ЕЭС» (Москва)
Литвинов Владимир Валерьевич	Генеральный директор Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра (Москва)
Макаров Аркадий Владиславович	Доцент кафедры «Теоретические основы электротехники и электротехнологии» ФГБОУ ВО «ИГЭУ» (Иваново)
Макеева Оксана Евгеньевна	Заместитель директора по связям с общественностью АО «СО ЕЭС» (Москва)
Маслова Александра Андреевна	Ведущий специалист отдела протокола Департамента управления делами (Москва)
Москвин Илья Александрович	Ведущий эксперт Департамента развития персонала АО «СО ЕЭС» (Москва)
Папсуева Светлана Викторовна	Начальник управления обучения и развития Департамента подбора, обучения и развития персонала ПАО «Россети» (Москва)
Сулыненков Илья Николаевич	Проректор по научной работе ФГБОУ ВО «ИГЭУ» (Иваново)
Телушкина Татьяна Александровна	Заместитель директора по внешним связям АО «СО ЕЭС» (Москва)

**Тютиков
Владимир Валентинович**

Заведующий кафедрой АТП ФГБОУ ВО «ИГЭУ» (Иваново)

ОТВЕТСТВЕННЫЙ СЕКРЕТАРЬ:

**Филатова
Галина Андреевна**

Начальник управления НИРС и ТМ ФГБОУ ВО «ИГЭУ»
(Иваново)

ПРОГРАММНЫЙ КОМИТЕТ

СОПРЕДСЕДАТЕЛИ:

**Павлушко
Сергей Анатольевич**

Первый заместитель Председателя Правления АО «СО ЕЭС»
(Москва)

**Ледуховский
Григорий Васильевич**

Ректор ФГБОУ ВО «ИГЭУ», д-р техн. наук (Иваново)

**Харитонов
Владимир Вячеславович**

Заместитель Председателя РНК СИГРЭ, заместитель
Генерального директора – руководитель Аппарата
ПАО «Россети», канд. техн. наук (Москва)

ЧЛЕНЫ ПРОГРАММНОГО КОМИТЕТА:

ИНОСТРАННЫЕ ЭКСПЕРТЫ:

**Джагаров
Николай Филев**

Профессор Высшего военно-морского училища им. Николы
Вапцарова (Болгария, г. Варна), д-р техн. наук

**Цэвэгжав
Онормаа**

Начальник службы энергетических и электрических режимов
ЭЭС Национального Диспетчерского Центра энергетики
Монголии (Монголия, Улан-Батор)

АО «СО ЕЭС»:

**Беляев
Николай Александрович**

Начальник Службы информационной модели, канд. техн. наук
(Москва)

**Блаженкова
Мария Ивановна**

Заместитель начальника Службы сопровождения рынка Филиала
АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири (Новосибирск)

**Бондаренко
Александр Федорович**

Главный специалист Оперативно-диспетчерской службы
(Москва)

**Бессарт
Василий Владимирович**

Заместитель начальника Службы электрических режимов
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада, канд. техн. наук
(Санкт-Петербург)

**Воронов
Иван Викторович**

Директор Филиала АО «СО ЕЭС» Забайкальское РДУ, канд. техн.
наук (Чита)

**Дадонов
Дмитрий Николаевич**

Заместитель начальника Службы электрических режимов
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги, канд. техн. наук
(Самара)

**Дубинин
Дмитрий Михайлович**

Начальник отдела мониторинга переходных режимов Службы
внедрения противоаварийной и режимной автоматики (Москва)

Ивановский Дмитрий Александрович	Главный специалист Службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики, канд. техн. наук (Москва)
Кандалов Юрий Владимирович	Директор Представительства АО «СО ЕЭС» в Ивановской области, канд. техн. наук (Иваново)
Кутумов Юрий Дмитриевич	Ведущий эксперт Представительства АО «СО ЕЭС» в Ивановской области, канд. техн. наук (Иваново)
Левин Дмитрий Сергеевич	Диспетчер Оперативно-диспетчерской службы Филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ, канд. техн. наук (Москва)
Могин Артем Викторович	Заместитель начальника Департамента развития персонала, канд. техн. наук (Москва)
Москвин Илья Александрович	Ведущий эксперт Департамента развития персонала, канд. техн. наук (Москва)
Назаров Алексей Александрович	Заместитель начальника Оперативно-диспетчерской службы Филиала АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ, канд. техн. наук (Смоленск)
Нестеренко Глеб Борисович	Главный специалист отдела устойчивости и противоаварийной автоматики Службы электрических режимов Филиала АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ, канд. техн. наук (Новосибирск)
Останин Андрей Юрьевич	Заместитель главного диспетчера по режимам Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, канд. техн. наук (Новосибирск)
Пасторов Владимир Михайлович	Ведущий специалист Службы управления персоналом Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга, канд. техн. наук (Пятигорск)
Петрушин Денис Евгеньевич	Заместитель начальника Службы электрических режимов Филиала АО «СО ЕЭС» Карельское РДУ, канд. техн. наук (Петрозаводск)
Расщепляев Антон Игоревич	Ведущий эксперт Службы релейной защиты и автоматики (Москва)
Совбан Екатерина Андреевна	Главный специалист Службы оперативного планирования режимов, канд. техн. наук (Москва)
Утц Станислав Андреевич	Ведущий эксперт отдела технологий параллельной работы Департамента параллельной работы и стандартизации (Москва)
АО «НТЦ ЕЭС» (САНКТ-ПЕТЕРБУРГ):	
Бердин Александр Сергеевич	Старший научный сотрудник отдела системных исследований, д-р техн. наук
Смоловик Сергей Владимирович	Старший научный сотрудник научно-технического отдела, д-р техн. наук
ПАО «РОССЕТИ» (МОСКВА):	
Аберков Михаил Владимирович	Заместитель начальника управления эксплуатации подстанций Департамента эксплуатации основного оборудования
Басенко Олег Борисович	Главный эксперт Дирекции инновационного развития

Кириленков Валерий Сергеевич	Заместитель начальника управления развития РЗА и метрологии Департамента релейной защиты, метрологии и автоматизированных систем управления технологическими процессами
Королев Евгений Петрович	Главный специалист Дирекции инновационного развития
Пазюк Дмитрий Анатольевич	Главный эксперт Дирекции инновационного развития
Титов Алексей Петрович	Главный эксперт Департамента обеспечения функционирования технологических информационных систем, АСТУ и связи, канд. техн. наук
Хижкин Дмитрий Иванович	Руководитель Дирекции информационной безопасности

АО «РОССЕТИ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР» (МОСКВА):

Калинкина Маргарита Анатольевна	Заместитель начальника управления-начальник отдела реализации НИОКР Управления энергоэффективных технологий и снижения потерь, канд. техн. наук
Куликов Александр Леонидович	Заместитель научного руководителя Управления организации научно-технического совета Департамента НТС и научно-технической информации, д-р техн. наук
Лачугин Владимир Федорович	Главный эксперт отдела разработки преобразовательной техники Управления качества электроэнергии Департамента инновационного оборудования и эффективности, д-р техн. наук
Моржин Юрий Иванович	Главный научный сотрудник Управления организации научно-технического совета Департамента НТС и научно-технической информации, д-р техн. наук
Попов Сергей Григорьевич	Начальник управления функциональных и сертификационных испытаний вторичного оборудования энергообъектов Департамента автоматизированных систем, канд. техн. наук
Сорокин Дмитрий Владимирович	Заместитель научного руководителя Управления организации научно-технического совета Департамента НТС и научно-технической информации, канд. техн. наук
Сулова Ольга Владимировна	Начальник отдела разработки технологических решений для преобразовательных подстанций управления по разработке технологии постоянного тока, канд. техн. наук
Хренников Александр Юрьевич	Учёный секретарь Управления организации научно-технического совета Департамента НТС и научно-технической информации, д-р техн. наук

ООО «ЗАВОД «ИЗОЛЯТОР» (МОСКВА):

Славинский Александр Зиновьевич	Генеральный директор, д-р техн. наук
Устинов Владимир Николаевич	Директор московского отделения

ФГБОУ ВО «КГЭУ» (КАЗАНЬ):

Арзамасова Альфия Габдулловна	Доцент кафедры социологии, политологии и права, канд. полит. наук
Ахметова Ирина Гареевна	Проректор по научной работе, д-р техн. наук
Ахметшин Азат Ринатович	Доцент кафедры «Энергетическое машиностроение», канд. техн. наук
Зацаринная Юлия Николаевна	Доцент кафедры «Электрические станции им. В.К. Шибанова», канд. техн. наук
Ившин Игорь Владимирович	Проректор по науке и коммерциализации, д-р техн. наук
Марьин Георгий Евгеньевич	Старший преподаватель кафедры «Энергетическое машиностроение», канд. техн. наук

ФГБОУ ВО «САМГТУ» (САМАРА):

Ведерников Александр Сергеевич	Заведующий кафедрой «Электрические станции», канд. техн. наук
Мигунова Людмила Геннадьевна	Заместитель декана Электротехнического факультета, канд. техн. наук

ФГАОУ ВО «СПБПУ» (САНКТ-ПЕТЕРБУРГ):

Беляев Андрей Николаевич	Профессор высшей школы электроэнергетических систем Института энергетики, д-р техн. наук
Люлина Мария Александровна	Заместитель директора Института энергетики по дополнительному образованию

ФГАОУ ВО «ТПУ» (ТОМСК):

Андреев Михаил Владимирович	Доцент отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики, канд. техн. наук
Прохоров Антон Викторович	Доцент отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики, канд. техн. наук
Суворов Алексей Александрович	Доцент отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики, канд. техн. наук
Уфа Руслан Александрович	Доцент отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики, канд. техн. наук

ФГАОУ ВО «УРФУ ИМЕНИ ПЕРВОГО ПРЕЗИДЕНТА РОССИИ Б.Н. ЕЛЬЦИНА» (ЕКАТЕРИНБУРГ):

Бартоломей Петр Иванович	Профессор кафедры «Автоматизированные электрические системы» УралЭНИИ, д-р техн. наук
Егоров Александр Олегович	Доцент кафедры «Автоматизированные электрические системы» УралЭНИИ, канд. техн. наук

Ерохин Петр Михайлович	Профессор кафедры «Автоматизированные электрические системы» УралЭНИИ, д-р техн. наук
Ерошенко Станислав Андреевич	Доцент кафедры электротехники, канд. техн. наук
Кокин Сергей Евгеньевич	Заместитель директора УралЭНИИ по науке и инновациям, д-р техн. наук
Паздерин Андрей Владимирович	Заведующий кафедрой «Автоматизированные электрические системы» УралЭНИИ, д-р техн. наук

ФГБОУ ВО «ИГЭУ» (ИВАНОВО):

Гусенков Алексей Васильевич	Заведующий кафедрой «Автоматическое управление электроэнергетическими системами», канд. техн. наук
Иванов Игорь Евгеньевич	Доцент кафедры «Электрические системы», канд. техн. наук
Мурзин Андрей Юрьевич	Декан Электроэнергетического факультета, канд. техн. наук
Тютиков Владимир Валентинович	Заведующий кафедрой АТП ФГБОУ ВО «ИГЭУ», д-р техн. наук
Филатова Галина Андреевна	Начальник управления НИРС и ТМ, канд. техн. наук
Яблоков Андрей Анатольевич	Доцент кафедры «Автоматическое управление электроэнергетическими системами», канд. техн. наук

ФГБОУ ВО «ИРНИТУ» (ИРКУТСК):

Сердюкова Екатерина Владимировна	Доцент кафедры электроснабжения и электротехники, канд. техн. наук
Федосов Денис Сергеевич	Заведующий кафедрой Электрических станций, сетей и систем, канд. техн. наук
Шушпанов Илья Николаевич	Доцент кафедры электроснабжения и электротехники, канд. техн. наук

ФГАОУ ВО «СКФУ» (СТАВРОПОЛЬ):

Демин Максим Сергеевич	Доцент кафедры автоматизированных электроэнергетических систем и электроснабжения, канд. физ.-мат. наук
Кононов Юрий Григорьевич	Заведующий кафедрой автоматизированных электроэнергетических систем и электроснабжения, д-р техн. наук
Костюков Дмитрий Александрович	Доцент кафедры автоматизированных электроэнергетических систем и электроснабжения, канд. техн. наук
Липский Роман Николаевич	Директор ООО «Энергомера СОФТ», доцент кафедры автоматизированных электроэнергетических систем и электроснабжения, канд. техн. наук

О конференции

КОНФЕРЕНЦИЯ – это ежегодное отраслевое мероприятие, проводимое с 2010 года. В работе конференции принимают участие молодые энергетики – работники АО «СО ЕЭС», ПАО «Россети», российских генерирующих компаний, а также бакалавры, магистранты и аспиранты российских и зарубежных технических вузов.

ЦЕЛИ КОНФЕРЕНЦИИ – развитие научного и творческого потенциала молодых исследователей в области электроэнергетики, формирование кадрового резерва электроэнергетических компаний.

ЗАДАЧИ КОНФЕРЕНЦИИ – представление и обсуждение новейших научных результатов исследований и практических достижений в области электроэнергетики, развитие и укрепление научных связей компаний электроэнергетики и вузов, привлечение молодых работников, студентов и аспирантов к научно-исследовательской деятельности.

История проведения конференции «Электроэнергетика глазами молодежи»



Четырнадцатая конференция прошла в 2024 году на базе Северо-Кавказского федерального университета



Тринадцатая конференция прошла в 2023 году на базе Сибирского федерального университета



Двенадцатая конференция прошла в 2022 году на базе Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева



Одиннадцатая конференция прошла в 2020 году на базе Северо-Кавказского федерального университета



Юбилейная десятая конференция прошла в 2019 году в стенах Иркутского национального исследовательского технического университета



Девятая конференция прошла в 2018 году на базе Казанского государственного энергетического университета



Восьмая конференция прошла в 2017 году в стенах Самарского государственного технического университета



Седьмая конференция прошла в 2016 году на базе Казанского государственного энергетического университета



Шестая конференция прошла в 2015 году на базе Ивановского государственного энергетического университета имен В.И. Ленина



Пятая конференция прошла в 2014 году на базе Национального исследовательского Томского политехнического университета



Четвертая конференция организована и проведена на базе Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М.И. Платова»



Третья конференция в 2012 году вновь состоялась в Уральском федеральном университете



Вторая конференция прошла в 2011 году на базе Самарского государственного технического университета



Первая конференция состоялась в 2010 году на базе Уральского государственного технического университета – Уральского политехнического института (ныне Уральский федеральный университет)

**ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО
СТАТС-СЕКРЕТАРЯ - ЗАМЕСТИТЕЛЯ МИНИСТРА ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

ДМИТРИЯ ВИКТОРОВИЧА ИСЛАМОВА

**УЧАСТНИКАМ И ОРГАНИЗАТОРАМ XV МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-
ТЕХНИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ
МОЛОДЕЖИ»**



От имени Министерства энергетики Российской Федерации поздравляю участников, организаторов и гостей со стартом XV Международной научнотехнической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи — 2026»!

Конференция традиционно объединяет молодое поколение энергетиков и ведущих специалистов отраслевых компаний для совершенствования подготовки высококвалифицированных кадров, а также укрепления взаимоотношений между компаниями и профильными вузами.

В рамках конструктивного диалога студенты профильных вузов и молодые специалисты ведущих отраслевых компаний смогут представить свои проекты, обсудить совместно с ведущими экспертами новейшие научные результаты исследований и практических достижений, а также усилить необходимые компетенции для дальнейшего профессионального и личностного роста, перенять опыт лидеров в области электроэнергетики.

Уверен, что участие в конференции станет для молодых ученых и специалистов важным этапом профессионального роста, позволит установить новые научные и деловые контакты, а также внесет значимый вклад в развитие отечественной электроэнергетики.

Желаю участникам плодотворной работы, интересных дискуссий, новых научных достижений и успешной реализации всех намеченных проектов.

*Статс секретарь – заместитель Министра энергетики
Российской Федерации*

Д.В. Исламов

**ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО
И.О. АКАДЕМИКА-СЕКРЕТАРЯ ОЭММПУ РАН, АКАДЕМИКА РАН**

ВАРАКСИНА АЛЕКСЕЯ ЮРЬЕВИЧА

**УЧАСТНИКАМ, ОРГАНИЗАТОРАМ И ГОСТЯМ
XV МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
«ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ – 2026»!**



Отделение энергетики, машиностроения, механики и процессов управления Российской академии наук приветствует участников, организаторов и гостей XV Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи - 2026»!

Конференция является эффективной дискуссионной площадкой для диалога и обмена мнениями по актуальным вопросам развития энергетики между учеными разных поколений, а также поддержки молодых учёных и специалистов, определяющих будущее этой важной отрасли. Исследования и проекты молодых участников конференции служат плацдармом для развития энергетики и улучшения её ключевых показателей.

На конференции можно ожидать от участников смелых, конструктивных идей и интересных, содержательных докладов, а дискуссии приведут к появлению актуальных и инновационных решений в области электроэнергетики.

Желаем всем участникам, гостям и организаторам конференции «Электроэнергетика глазами молодежи - 2026» продуктивной работы, ярких впечатлений, взаимовыгодных профессиональных контактов и весомых практических результатов!

Пусть конференция подарит новые знания и откроет яркую страницу в вашей профессиональной деятельности!

*И.о. академика-секретаря ОЭММПУ РАН
академик РАН*

А.Ю. Вараксин

**ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО
ПРЕДСЕДАТЕЛЯ ПРАВЛЕНИЯ АО «СО ЕЭС»**

ОПАДЧЕГО ФЕДОРА ЮРЬЕВИЧА

**УЧАСТНИКАМ XV МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
«ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ»**



Уважаемые коллеги, молодые ученые, студенты и аспиранты!

От имени АО «Системный оператор Единой энергетической системы» приветствую организаторов и участников XV Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи»!

Мы живем во время грандиозных перемен, эпоху цифровой трансформации, искусственного интеллекта. Мир меняется, и энергетика меняется вместе с ним. Однако совершенствование технологий является важным, но не единственным условием прогресса в энергетической отрасли. Не менее важны люди, которые внедряют эти инновации, задают вектор их дальнейшего развития, определяют принципы и механизмы их использования на

практике.

Именно вы, новое поколение энергетиков – те, кто может взять на себя ответственность за будущее отрасли, сделать его устойчивым и высокотехнологичным. Ваши энергия, амбициозность и тяга к новым знаниям представляют собой самый ценный ресурс. А ваши научные поиски, свежие идеи и нестандартные решения служат залогом того, что энергетика завтрашнего дня продолжит оставаться передовой и эффективной отраслью экономики.

Для Системного оператора проведение конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» не просто дань традиции, а часть системной работы с молодыми кадрами. Это помогает нам выявлять наиболее перспективных молодых специалистов, способных создавать и развивать новые технологии. Мы ждем от вас не просто докладов, а смелых гипотез и практических предложений, которые могут быть внедрены на реальных энергообъектах и принести конкретные результаты. Уверен, что понимание важности этой работы разделяют и наши партнеры по организации конференции: ПАО «Россети», РНК «СИГРЭ», Фонд «Надежная смена», Ивановский государственный энергетический университет, который принимает конференцию этого года.

Системный оператор и ИГЭУ – один из ведущих энергетических вузов России – связывает многолетнее плодотворное сотрудничество, направленное на подготовку кадров для оперативно-диспетчерского управления. Благодарю представителей вуза за гостеприимство и всех организаторов конференции за профессионализм и ответственность в процессе подготовки мероприятия и решения других совместных задач.

За 15 лет проведения конференции сформировалось целое сообщество единомышленников, которые не только растут как профессионалы, но и готовы делиться своей экспертизой с молодежью. Ее участники сегодня представляют практически все крупные города России. В этом году впервые в качестве докладчиков выступают наши зарубежные молодые коллеги из Белоруссии и Китая.

Проводя подобные мероприятия, мы неизменно убеждаемся в том, что наше внимание к вопросам подготовки нового поколения профессионалов, поощрение развития творческого и исследовательского потенциала отраслевой молодежи помогают формировать целую плеяду технологических лидеров, готовых отвечать на актуальные вызовы и вести отрасль вперед. Именно им предстоит писать историю отечественной энергетики в ближайшие десятилетия.

От души желаю всем участникам конференции плодотворной работы, интересных дискуссий, ярких выступлений, новых открытий и дальнейших побед!

Председатель Правления АО «СО ЕЭС»

Ф.Ю. Опадчий

**ОБРАЩЕНИЕ
ПЕРВОГО ЗАМЕСТИТЕЛЯ ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА ПАО «РОССЕТИ»,
ПРЕДСЕДАТЕЛЯ РНК СИГРЭ**

МУРОВА АНДРЕЯ ЕВГЕНЬЕВИЧА

**К УЧАСТНИКАМ XV МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ
КОНФЕРЕНЦИИ «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ – 2026»**



Уважаемые коллеги!

От имени Группы «Россети» и Российского национального комитета СИГРЭ благодарю вас за проявленный интерес к XV Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи».

Современная энергетика характеризуется высоким уровнем технологий и требует квалифицированных кадров, обладающих глубокими знаниями и компетенциями в области физики, электротехники, автоматике, экологии и управления проектами. Для построения успешной карьеры в электроэнергетике необходимо постоянное повышение квалификации и освоение новых технологий, в том числе искусственного интеллекта. Важно помнить, что специалист должен быть готов к работе в условиях высоких нагрузок и ответственности, ведь от надежности функционирования энергетической системы зависит стабильность всей национальной экономики и благополучие жизни общества.

Безусловно от результатов научно-исследовательской деятельности зависит дальнейшее развитие всех сфер жизнедеятельности страны, в том числе и нашей отрасли. Поэтому важно, чтобы в ней работали не только опытные профессионалы, но и молодые люди, готовые привносить свежие идеи и инновационные подходы.

В этом году конференция проходит на территории Ивановского государственного энергетического университета имени Владимира Ильича Ленина - «кузницы высококвалифицированных кадров» для электроэнергетики нашей страны. Университет является членом РНК СИГРЭ с 2009 года и активно работает по линии Молодежной секции РНК СИГРЭ. Ежегодно при поддержке Группы «Россети» в университете проходят научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «ЭНЕРГИЯ» и Практико-ориентированный чемпионат по релейной защите и автоматике, в которых принимают участие студенты, молодые ученые и специалисты ведущих технических вузов и энергетических компаний России, ближнего и дальнего зарубежья.

Уверен, что наши усилия позволят выявить наиболее талантливых молодых ученых, способных представлять современные инновационные разработки российских молодых ученых-энергетиков на международной арене, а также активизировать научный

интерес молодежи, что выразится в конечном итоге в практической применимости этих научных исследований в нашей отрасли.

Желаю вам творческих, научных и профессиональных успехов!

*Первый заместитель Генерального директора
ПАО «Россети», Председатель РНК СИГРЭ*

А.Е. Муров

**ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО
РЕКТОРА ИВАНОВСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО
УНИВЕРСИТЕТА ИМ. В.И. ЛЕНИНА**

ГРИГОРИЯ ВАСИЛЬЕВИЧА ЛЕДУХОВСКОГО

**УЧАСТНИКАМ МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ
КОНФЕРЕНЦИИ «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ – 2026»**



Уважаемые коллеги, дорогие друзья, от лица всего коллектива Ивановского государственного энергетического университета и от себя лично рад приветствовать вас на главном событии молодежной науки в сфере электроэнергетики – XV Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи»!

В этом году принимать юбилейную конференцию выпала честь нашему университету. На протяжении уже 95 лет ИГЭУ является ведущим техническим вузом, осуществляющим подготовку инженерных и научных кадров по электроэнергетическим и электротехническим специальностям. Наши выпускники – это молодые ученые, занимающиеся исследованиями, опытно-

конструкторскими и проектными работами в сфере техники и технологий в электроэнергетике и специалисты ведущих российских промышленных компаний.

Конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» – уникальная площадка, где рождаются прорывные идеи, где теория встречается с практикой, а студенческие проекты могут стать основой для технологий завтрашнего дня. Я уверен, что работа в рамках секций, живые дискуссии и обмен опытом с ведущими экспертами отрасли станут для вас мощным импульсом к профессиональному росту.

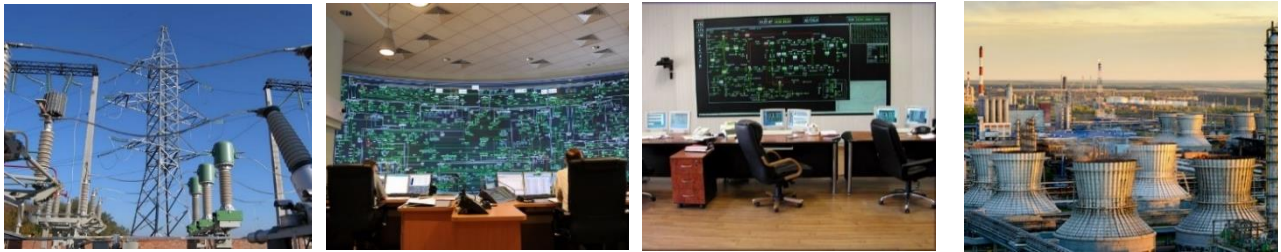
Желаю всем участникам конференции плодотворной работы, ярких научных открытий, полезных знакомств и, конечно же, неиссякаемой энергии для реализации самых смелых замыслов. Пусть эти три дня станут для вас точкой старта в большую науку и профессию. Уверен, что именно ваши идеи и разработки определяют облик энергетики будущего и станут залогом технологического суверенитета нашей страны.

Ректор ИГЭУ

Г.В. Ледуховский

Секция №1

**УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ
РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОСИСТЕМ**



Scientific section №1

ELECTRIC POWER SYSTEMS OPERATION CONTROL

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМ НА ОСНОВЕ НЕЙРОННОЙ СЕТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Абубакиров А.Я.^{1,2}, Беляев А.Н.¹, Кошляков А.Ю.^{1,3}

¹ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого»

²Центр комплексных испытаний Интеллектуальной лаборатории цифровых сетей АО «Россети Управление имуществом»

³Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада

Санкт-Петербург, Россия

e-mail: abubakirovalex@mail.ru, andreymbelyaev@yandex.ru, koshlakov.aleksei@gmail.com

Аннотация

Состояние вопроса: На сегодняшний день продолжается развитие системы мониторинга переходных режимов (СМПР), обеспечивающей повышенную наблюдаемость электроэнергетической системы (ЭЭС) за счет записи синхронизированных векторных измерений (СВИ). Данные СМПР позволяют анализировать переходные режимы в ЭЭС, в том числе при возникновении аварий, проводить оценку запасов устойчивости, являются основой для систем противоаварийного управления, а также позволяют верифицировать расчетные модели, уточнять характеристики нагрузки и оценивать корректность работы регуляторов. Возможности применения СВИ постоянно расширяются, расширяется и количество самих данных, что открывает возможности для применения искусственных нейронных сетей (ИНС) и машинного обучения в электроэнергетике. Искусственный интеллект уже сейчас применяется как в диспетчерских центрах (для прогнозирования выработки электроэнергии возобновляемыми источниками), на объектах генерации (для прогнозирования потребления нагрузки), так и в электросетевом комплексе (для прогнозирования состояния оборудования). Перспективной задачей является моделирование ЭЭС и объектов энергетики с помощью ИНС для дальнейшей интеграции в контур управления. В работе рассматривается возможность применения СВИ с четырех удаленных друг от друга энергообъектов для обучения ИНС на основе серии аварийных отключений в ЭЭС Северо-Запада.

Материалы и методы: Метод оптимизации адаптивного импульса, квадратичная регрессия, среднее квадратичное отклонение, коэффициент детерминации, полносвязная нейронная сеть прямого распространения.

Результаты: Выполнено комплексное моделирование части ЭЭС Северо-Запада. Показана эффективность и потенциал применения СВИ для создания моделей на основе ИНС при наличии нескольких бросков режимных параметров на коротком интервале времени в обучающей выборке.

Выводы: Продемонстрирована возможность применения СВИ для моделирования ЭЭС на основе нейронных сетей и методов машинного обучения.

Ключевые слова: синхронизированные векторные измерения, искусственная нейронная сеть, машинное обучение, система мониторинга переходных режимов.

NEURAL NETWORK-BASED POWER SYSTEM MODELING USING PHASOR MEASUREMENT UNITS DATA

Alexandr Abubakirov^{1,2}, Andrey Belyaev¹, Aleksey Koshlakov^{1,3}

¹Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University

²Integrated Testing Center of the Intelligent Laboratory of Digital Networks of JSC «Rosseti Property Management»

³Branch of JSC «SO UPS» the Northwest IDO

Saint-Petersburg, Russia

e-mail: abubakirovalex@mail.ru, andreymbelyaev@yandex.ru, koshlakov.aleksei@gmail.com

Abstract

Background: Development continues on Wide Area Measurement System (WAMS), which provides enhanced observability of electric power system (EPS) by recording phasor measurement units (PMU). WAMS data enable analysis of transient conditions in EPS, including during accidents, and assessment of stability margins. They form the basis for emergency management systems, as well as enable verification of calculation models, refinement of load characteristics, and assessment of correct operation of regulators. The application possibilities of WAMS are constantly expanding, as is amount of data itself, opening up opportunities for application of artificial neural networks (ANN) and machine learning in electric power industry. Artificial intelligence is already being used in control centers (to forecast electricity generation from renewable sources), at generation facilities (to forecast load consumption), and in electric grid complex (to forecast equipment condition). A promising task is modeling of EPSs and energy facilities using ANNs for subsequent integration into control systems. This paper examines feasibility of using PMU from four remote power facilities to train an ANN based on a series of emergency outages in the Northwest power system.

Materials and Methods: Adaptive Momentum optimization method, quadratic regression, root-mean-square deviation, coefficient of determination, fully connected feedforward neural network.

Results: A comprehensive simulation of a portion of the Northwest power system was performed. The effectiveness and potential of using the synchronized pulse measurements for creating ANN-based models is demonstrated in the presence of multiple surges in operating parameters over a short time interval in the training set.

Conclusions: The feasibility of using the synchronized pulse measurements for modeling an EPS based on neural networks and machine learning methods is demonstrated.

Key words: phasor measurement unit data, artificial neural network, machine learning, transient mode monitoring system, Multilayer Perceptron.

1. ВВЕДЕНИЕ

Оснащение объектов электроэнергетики ЭЭС России устройствами СМПР приводит не только к значительному увеличению уровня и качества ее наблюдаемости, но и расширяет возможности применения ИНС, отличительной особенностью которых является высокая необходимость большой, информативной и разнообразной обучающей выборки. Одни из важнейших задач, решаемых на данный момент с применением СВИ это оценка параметров энергосистемы в режиме реального времени с учетом ее динамических характеристик, а также развитие интеллектуальных концепций систем управления [1]. Применение ИНС для решения этих задач имеет высокую актуальность, поскольку она уже успела доказать свою эффективность как в энергетике, так и в других отраслях. ИНС способна аппроксимировать сложные нелинейные функции, определять нетривиальные взаимосвязи между входными и выходными сигналами, а также идентифицировать параметры реальных объектов, что делает ее интересным инструментом моделирования.

Использование полносвязной нейронной сети прямого распространения является хорошим первым приближением, поскольку ее структура является простой и, согласно теореме об универсальности, такая сеть способна аппроксимировать любую непрерывную функцию даже с одним скрытым слоем с любой заданной точностью, при правильно выбранных архитектуре и данных. При этом такая полносвязная сеть не делает предположений о временных зависимостях, что актуально при рассмотрении вырванных их режимного контекста участков переходного процесса.

В данной работе рассматривается возможность обучения нейронной сети на обучающих выборках, основанных на СВИ и характеризующихся двумя особенностями: удаленностью измерительных узлов друг от друга, а также наличием нескольких последовательных отключений в сигналах. Удаленность измерительных узлов позволяет учесть естественное различие в амплитудах межсистемных колебаний с разных энергообъектов при возмущениях в ЭЭС, охватить большую область ЭЭС и создать ее математический эквивалент.

II. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПРОСТЕЙШЕЙ МОДЕЛИ ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА

A. Обучающая выборка

В основу обучающей выборки легла серия аварийных отключений на подстанции ПС 330 кВ Колпино. Поскольку подстанции Колпино и Восточная не оснащены системами СМПР, рассматривается ближайшая подстанция – Ленинградская. В момент проведения анализа ВЛ 330 кВ Ленинградская – Чудово находилась в ремонте, в связи с чем для оценки режимных параметров используются данные с ВЛ 750 кВ Белозерская – Ленинградская.

Дополнительная информация будет получена с удаленных от места предполагаемой аварии подстанций и электростанций. Перечень объектов, включенных в обучающую выборку, приведен ниже:

1. ПС Ленинградская (ВЛ 750 кВ Белозерская – Ленинградская);
2. Киришская ГРЭС (КВЛ 330 кВ Киришская – Восточная);
3. Ленинградская АЭС (генератор №6);
4. Правобережная ТЭЦ (генератор №1).

В качестве сигналов для обучения на входе ИНС используются напряжения, а на выходе активные мощности с каждого энергообъекта. Для стабилизации обучения на входе также используется сигнал напряжения возбуждения генератора Правобережной ТЭЦ. Все сигналы проходят предварительную обработку предполагающую нормализацию методом Z-оценки, которая масштабирует сигналы так, что их среднее значение равно нулю, а стандартное отклонение равно единице. Далее происходит выделение участка переходного процесса и сглаживание методом квадратичной регрессии. Данный подход обработки сигналов продемонстрировал свою эффективность ранее [2, 3].

B. Структура ИНС

Рассматриваемая модель представляет собой последовательную полносвязную ИНС со структурой, представленной на рис. 1.

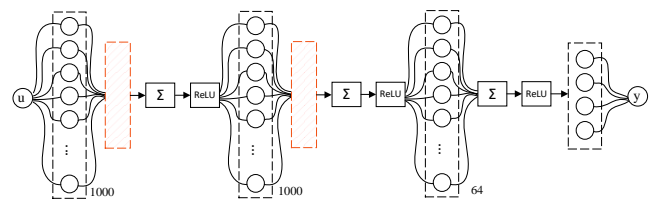


Рис. 1. Схематическое представление структуры ИНС

Сигналы поступают на входной слой (1000 нейронов), за которым следует слой сброса (20%), который позволяет решить проблему потенциального переобучения, затем скрытый слой (1000 нейронов), слой сброса, скрытый слой (64 нейрона) и выходной слой (4 нейрона). Параметры ИНС представлены в таблице I.

Суть нейронной сети, как механизма обработки информации можно описать уравнением (1), определяющим нейрон как функцию:

$$\alpha_i^{(l)} = \sigma(\omega_{0,0}\alpha_0^{(l-1)} + \omega_{0,1}\alpha_1^{(l-1)} + \omega_{0,2}\alpha_2^{(l-1)} + \dots + \omega_{0,n}\alpha_n^{(l-1)} + b_0) \quad (1)$$

где $\alpha_i^{(l)}$ – число, содержащееся в i -ом нейроне предыдущего слоя, $\omega_{0,i}$ – вес i -ого нейрона, σ – функция активации.

Математически задача обучения ИНС формулируется как определение весовых коэффициентов, обеспечивающих минимум среднего эмпирического риска:

$$Q(\omega) = \sum_{i=1}^l L_i(\omega) \rightarrow \min_{\omega} \quad (2)$$

где $L_i(\omega)$ – отношение величины функции потерь для i -ой точки к числу всех точек из обучающей выборки.

Для решения данной задачи используется метод оптимизации ADAM, согласно которому весовые коэффициенты пересчитываются по формуле:

$$\omega^{(t+1)} = \omega^{(t)} - \eta \frac{\hat{v}}{\sqrt{\hat{G} + \epsilon}} \quad (3)$$

Таблица I. ПАРАМЕТРЫ ИНС

Алгоритм обучения	Функция потерь	Функция активации	Количество нейронов в слое
ADAM	Средняя квадратичная ошибка	relu	[1000, 1000, 64]

С. Результаты обучения

Модель обучалась на строго ограниченном наборе сценариев. Данное ограничение преследует цель доказать работоспособность подхода и провести первичное исследование предметной области. Следует отметить, что расширение спектра рассматриваемых случаев неминуемо потребует разработки механизмов для их отличия, что, в свою очередь, приведет к фундаментальному пересмотру архитектуры модели и стратегии обучения.

Выборка данных была разделена на обучающую (80%) и тестовую (20%). При обучении использовалась функция ранней остановки в случае отсутствия улучшений в течение 20 эпох обучения. Использовались сигналы напряжения на входе и активной мощности на выходе. Результаты обучения ИНС представлены на рис. 2.

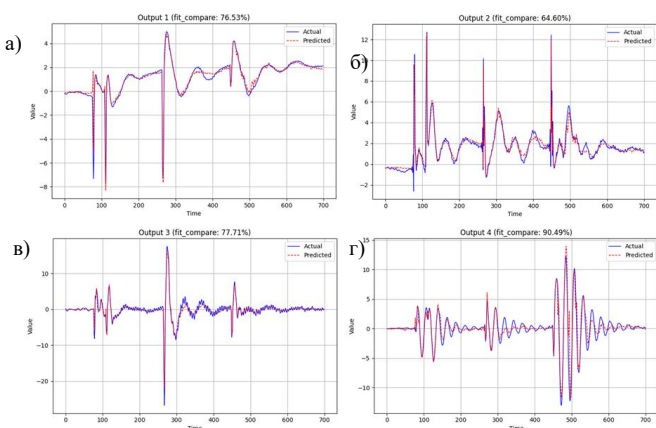


Рис. 2. Результаты обучения модели: активная мощность а) ВЛ 750 кВ Белозерская – Ленинградская, б) КВЛ 330 кВ Киришская – Восточная, в) генератор №6 ЛАЭС, г) генератор №1 Правобережной ТЭЦ

Предложенная конфигурация обучающей выборки и структура ИНС позволили достичь точности до 92,32%, точность обработки сигналов а), б) и в) находится на уровне 67-81%, что является хорошим результатом относительно иных методов идентификации. Самую низкую точность продемонстрировали сигналы с наибольшим количеством ярко выраженных бросков (а и

б). Сигнал оказывается слишком коротким, чтобы нейронная сеть успела выявить закономерности, позволяющие определить паттерны их изменения. На снижение точности также влияет природа выбросов, результаты показывают, что модель плохо определяет короткие замыкания (первые два выброса) и лучше справляется с автоматическими повторными включениями (следующие два выброса). Наличие в сигналах двух разных ярко выраженных природ выбросов приводит к дестабилизации обучения. На рис. 2 представлена визуализация всех данных, в данном случае ИНС представляет собой модель, справедливую только для конкретного режима работы, схемно-режимных условий и аварии.

Рассмотрим способность нейронной сети к обобщению для этого визуализируем только тестовую выборку на рис. 3.

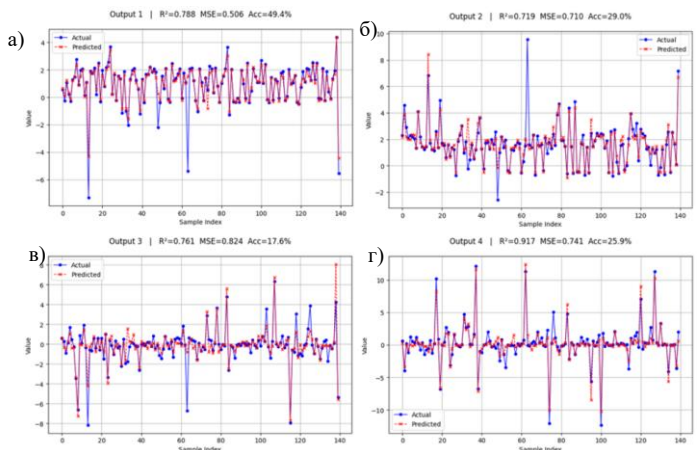


Рис. 3. Визуализация тестовой выборки: активная мощность а) ВЛ 750 кВ Белозерская – Ленинградская, б) КВЛ 330 кВ Киришская – Восточная, в) генератор №6 ЛАЭС, г) генератор №1 Правобережной ТЭЦ

Точность воспроизведения является низкой и составляет 18-49%. В данном случае наименьшей точностью характеризуется сигналы в) и б).

Несмотря на отрицательный результат с точки зрения среднеквадратичного отклонения [4], рассмотрим коэффициент детерминации:

$$R^2 = 1 - \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_{\text{измерение}} - y_{\text{модель}})^2}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_{\text{измерение}} - \bar{y}_{\text{измерение}})^2} \quad (4)$$

Данный коэффициент демонстрирует значения в пределах 0,719 – 0,917, что означает, что модель хорошо объясняет дисперсию и имеет потенциал. Действительно, полученные результаты были достигнуты на обучающей выборке, содержащей всего 80% всех данных, характеризующихся 4 сигналами длиной в 14 секунд (700 точек с шагом дискретизации 0,02 секунды). Для повышения точности работы ИНС необходимо увеличить обучающую выборку в миллионы раз. Одним из перспективных подходов является двухэтапный. На первом этапе модель обучается на синтетических данных, сгенерированных математической моделью. На втором этапе производится дообучение на реальных данных.

III. АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПО ИЗМЕРЕНИЯМ С ОДНОГО ЭНЕРГООБЪЕКТА

Рассмотрим обучение нейронной сети на выборке, увеличенной за счет использования большего количества режимных сигналов с каждой подстанции. Таким образом будет создана комплексная модель ЭЭС, содержащая на входе сигналы активной и реактивной мощностей и на выходе сигналы напряжения и тока с каждой подстанции, данная задача является усложненной. Таким образом, имеется 8 сигналов на входе и 8 сигналов на выходе. Методика формирования обучающей выборки, обработки данных, а также структура нейронной сети остается аналогичной предыдущей модели. Результаты обучения представлены на рис. 4.

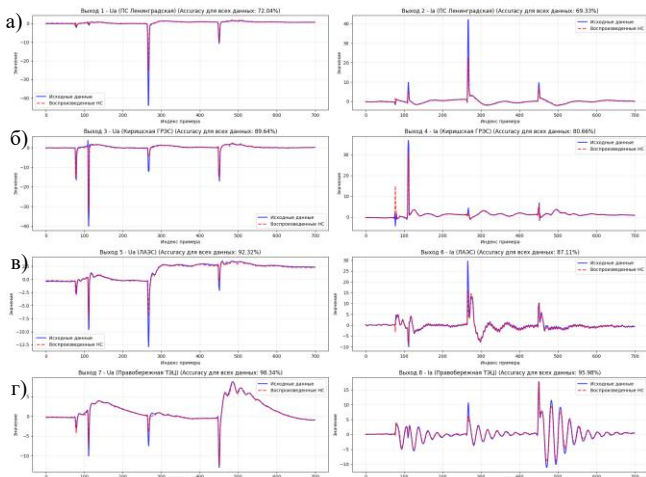


Рис. 4. Результаты обучения модели: напряжение и ток а) ВЛ 750 кВ Белозерская – Ленинградская, б) КВЛ 330 кВ Киришская – Восточная, в) генератор №6 ЛАЭС, г) генератор №1 Правобережной ТЭС

Как можно заметить точность модели в конкретном режиме увеличилась и для различных сигналов находится в диапазоне 69,33 – 98,34%. Модель ложно идентифицирует выброс в сигнале тока Киришской ГРЭС и в большинстве случаев недооценивает провалы напряжения, однако можно заметить, что с достаточной точностью воспроизводит частоты сигналов.

Визуализируем только тестовую выборку на рис. 5.

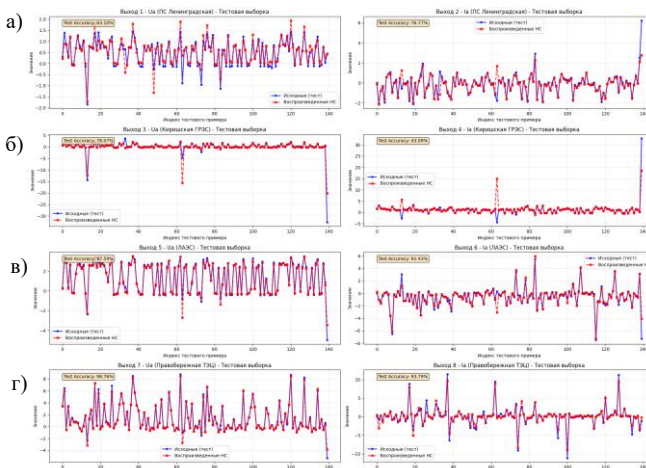


Рис. 5. Результаты обучения модели: напряжение и ток а) ВЛ 750 кВ Белозерская – Ленинградская, б) КВЛ 330 кВ Киришская – Восточная, в) генератор №6 ЛАЭС, г) генератор №1 Правобережной ТЭС

Достоверность модели на тестовой выборке значительно увеличилась. Точность воспроизведения сигналов напряжения и тока со всех энергообъектов выросло с 17,6 – 49,4% до 69,33 – 98,76%. Корректность напряжений составила от 72,04 до 98,34%, корректность токов продемонстрировала результат хуже и составила 69,33 – 95,98%. Увеличение выборки за счет добавления режимных параметров позволяет увеличить достоверность прогноза.

IV. ВЫВОДЫ

В работе рассмотрена возможность применения синхронизированных векторных измерений для обучения нейронной сети с целью моделирования и идентификации параметров переходного процесса.

По результатам анализа продемонстрировано, что использование данных с четырех удаленных друг от друга объектов позволяет корректно воспроизводить характер переходного процесса. Точность итоговой модели зависит от количества данных в обучающей выборке и от природы выброса. Увеличение обучающей выборки за счет добавления иных режимных параметров с рассматриваемых объектов позволяет увеличить точность предсказания. Одним из предметов дальнейших исследований станет влияние числа используемых УСВИ и топологии их расположения на качество воспроизведения режимных параметров.

Использование трехслойной архитектуры с 1000 нейронами во входном, 1000 и 64, соответственно, в двух скрытых слоях позволяет добиться точности до 98% при воспроизведении сигналов в конкретном режиме. Данный результат подтверждает принципиальную возможность обучения ИНС на комбинированных сценариях, включающих множество последовательных аварийных включений в энергосистеме. Обучение на полном множестве таких аварийных сценариев является основой для создания универсальной модели. Для повышения точности модели необходимо использовать взаимные углы напряжения, а также предварительный выбор режимных ситуаций пригодных для обучения ИНС.

Список литературы

- [1] Кошлаков А. Ю., Николаев Р. Н., Беляев А. Н. Идентификация параметров энергосистем по данным мониторинга переходных режимов // Известия НТЦ Единой энергетической системы. — 2021. — № 85(2). — С. 61–75;
- [2] Alqudah M., Dokić T., Pavlovski M., Kezunovic M., Hu Y., Obradovic Z. Fault Detection Utilizing Convolution Neural Network on Timeseries Synchrophasor Data From Phasor Measurement Units // IEEE Transactions on Power Systems. — 2022. — Vol. 37, No. 5. — P. 3434–3442. — DOI: 10.1109/TPWRS.2021.3135336;
- [3] Chauhan S., Dahiya R. Estimating Parallel Transmission Line Fault Using Phasor Measurement Unit based Artificial Neural Network // Majlesi Journal of Electrical Engineering. — 2022. — Vol. 16, No. 1. — P. 33–47. — DOI: 10.52547/mjee.16.1.33;
- [4] Regev Y. A., Vassdal H., Halden U., Cataf F. O., Cali U. Hybrid AI-based Anomaly Detection Model using Phasor Measurement Unit Data // 2022 IEEE 1st Global Emerging Technology Blockchain Forum: Blockchain & Beyond (iGETBlockchain): материалы конференции, Irvine, CA, USA, 7–11 ноября 2022 г. — Piscataway: IEEE, 2023. — DOI: 10.1109/iGETBlockchain56591.2022.10087111

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ НАЗНАЧЕНИЯ КОНТРОЛЬНЫХ ПУНКТОВ ПО НАПРЯЖЕНИЮ И ГРАНИЦ ГРАФИКОВ НАПРЯЖЕНИЯ В НИХ

Бачевский В.А.¹, Лоцман Д.С.²

¹Филиал АО «СО ЕЭС» Хакаское РДУ, ²Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири
Абакан, Россия

e-mail: Bachevskii-VA@khak.so-ups.ru

Аннотация

Состояние вопроса: В настоящее время управление режимом работы ЭЭС по напряжению осуществляется путем поддержания напряжения в контрольных пунктах с помощью средств регулирования напряжения. Назначение границ графиков напряжения для контрольных пунктов по напряжению осуществляется на основе анализа характерных режимов работы ЭЭС на месяц вперед. В работе рассматривается разработка программного обеспечения для определения перечня контрольных пунктов и назначения границ графика напряжения для текущего режима работы ЭЭС, которое позволит привести в соответствие процессы определения допустимых перетоков активной мощности, основанных на использовании результатов работы системы мониторинга запасов устойчивости, и определения перечня контрольных пунктов по напряжению, а также требований к уровням напряжения в них.

Материалы и методы: Для разработки приложения выбрана технология .NET 7.0. Интерфейс программного обеспечения было принято реализовывать по технологии Windows Forms.

Реализация программного обеспечения выполнена в среде разработки Microsoft Visual Studio 2022 на языке C#. Интеграция программного обеспечения с ПК «RastrWin3» осуществлена за счёт использования библиотеки ASTRALib.dll, которая включает в себя все расчётные методы из ПК «RastrWin3».

Результаты: Разработано программное обеспечение, позволяющее определять актуальный перечень контрольных пунктов по напряжению и границы графиков напряжения в них, отвечающих требованиям текущего режима работы ЭЭС.

Выводы: Назначение контрольных пунктов по напряжению и определение требований к уровням напряжения для текущего режима работы ЭЭС позволяет получить уточненные значения границ графиков напряжения для текущего режима работы ЭЭС с учетом текущей схемно-режимной ситуации и величин допустимых перетоков мощности, определенных с помощью системы мониторинга запасов устойчивости.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, контрольный пункт по напряжению, регулирование напряжения, управление режимом электроэнергетической системы, график напряжения, автоматизация, ПК «RastrWin3».

SOFTWARE DEVELOPMENT FOR ASSIGNING VOLTAGE CONTROL POINTS AND VOLTAGE GRAPH BOUNDARIES IN THEM

Vladimir Bachevsky¹, Dmitry Lotsman²

¹Regional Dispatching Management of Power System of the Khakassia region

²Branch of «Russian Power System Operator» Interregional Dispatching Office of the Power Systems of Siberia
Abakan, Russia

e-mail: Bachevskii-VA@khak.so-ups.ru

Abstract

Background: Currently, voltage control of the EES operation mode is carried out by maintaining voltage at control points using voltage regulation devices. The assignment of voltage graph boundaries for voltage control points is based on an analysis of the typical operating modes of the EES for the month ahead. The paper considers the development of software for determining the list of control points and the assignment of voltage graph boundaries for the current mode of operation of the EES, which will align the processes of determining permissible active power overflows based on the use of the results of the stability reserve monitoring system, and determining the list of voltage control points, as well as the requirements for voltage levels in them.

Materials and Methods: A technology has been selected for the development of the application.NET 7.0. It was decided to implement the software interface using Windows Forms technology.

The software is implemented in the Microsoft Visual Studio 2022 development environment in C#. The software is integrated with the RastrWin3 PC by using the library ASTRALib.dll, which includes all calculation methods from the RastrWin3 PC.

Results: Software has been developed to determine the current list of voltage control points and the boundaries of the voltage graphs in them that meet the requirements of the current mode of operation of the EES.

Conclusions: The assignment of voltage control points and the definition of voltage level requirements for the current mode of operation of the EES allows us to obtain specified values of the voltage graph boundaries for the current mode of operation of the EES, taking into account the current circuit situation and the values of permissible power overflows determined using the stability reserve monitoring system.

Key words: electric power system, voltage control point, voltage regulation, control of the electric power system mode, voltage graph, automation, RastrWin3 PC.

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время контроль уровней напряжения в операционных зонах диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» осуществляется в контрольных пунктах (КП) по напряжению.

При этом регулирование напряжения и реактивной мощности в электрической сети должно осуществляться для обеспечения [2]:

- допустимых уровней напряжения на объектах электроэнергетики для оборудования электрических станций и сетей;
- устойчивости генерирующего оборудования, энергосистем и нагрузки потребителей электрической энергии в соответствии с требованиями [1];
- качества электрической энергии в соответствии с нормативными требованиями.

В соответствии с [2], назначение КП по напряжению и границ напряжения в них, определение эффективности и перечня средств регулирования напряжения осуществляется диспетчерским центром расчётным путем для характерных режимов работы электроэнергетической системы (ЭЭС).

Это приводит к тому, что при управлении режимами работы ЭЭС возникают случаи, в которых в конкретных, отдельно взятых схемно-режимных ситуациях, назначенные КП по напряжению не могут в полной мере характеризовать режим работы ЭЭС и обеспечить выполнение требований к уровням напряжения, исходя из критериев, по которым был назначен данный КП. В некоторых случаях наблюдаются схемно-режимные ситуации, при которых отсутствует необходимость контролировать уровни напряжения в ряде КП.

Для решения данной проблемы было разработано программное обеспечение для назначения контрольных пунктов по напряжению и определения границ графиков напряжения в них, на основе среза текущего режима работы ЭЭС в виде математической модели расчёта установившихся режима, который формируется в результате функционирования системы мониторинга запаса устойчивости (СМЗУ).

II. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

В настоящее время все расчёты в рамках делового процесса определения перечня контрольных пунктов выполняются технологом службы электрических режимов (СЭР), что обуславливает высокую трудоёмкость данного процесса.

На рис. 1 представлена диаграмма деятельности делового процесса определения перечня контрольных пунктов после реализации и внедрения разрабатываемого программного обеспечения (ПО). Разработанное ПО предназначено для определения КП по напряжению и границ графиков напряжения в них в электрических сетях

классом напряжения 110 кВ и выше, назначенных исходя из условий обеспечения нормативных запасов статической аperiodической устойчивости.

В результате внедрения ПО диспетчерский персонал будет получать актуальный перечень КП по напряжению, напряжение в которых следует контролировать, и значения верхних и нижних границ графиков напряжения для текущего режима работы ЭЭС. Расчёты будут выполняться в автоматизированном режиме. Функции технолога СЭР при этом будут сводиться к формированию исходных данных для функционирования расчётных модулей.

В основе разработанного ПО, лежит взаимодействие с СМЗУ, которая предназначена для автоматического определения значений максимально допустимых перетоков (МДП) в заданных контролируемых сечениях (КС) с учётом нерегулярных колебаний (НК), по заранее заданному перечню нормативных возмущений, с учетом действия ПА, на основе данных телеметрической информации, поступающей из оперативно информационного комплекса (ОИК).

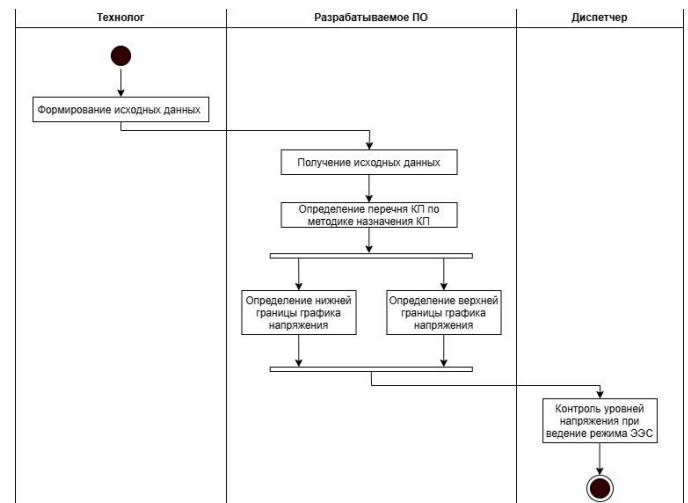


Рис. 1. Диаграмма деятельности после внедрения разработанного ПО

При определении КП по напряжению в разработанном алгоритме ПО рассматривается только текущий режим работы ЭЭС. При этом, возможные ремонтные режимы не рассматриваются при назначении КП по напряжению, так как в случае вывода оборудования в ремонт, алгоритм произведет расчет с учетом актуальной топологии сети, а в интервале времени между изменением топологии и полученными результатами расчетов будут использоваться КП по напряжению, назначенные в соответствии с положением по управлению режимом (ПУР).

В качестве исходных данных для работы ПО используются:

1. Срез режима СМЗУ.

2. Перечень наблюдаемых узлов, определяемые специалистом СЭР.
3. Уровень напряжения в узлах КС, соответствующий предельному режиму.
4. Перечень средств регулирования напряжения.
5. Значение верхних границы графика напряжения в КП в сети 220 кВ и 110 кВ.
6. δ – коэффициент, определяющей допустимое отклонение от максимальной скорости снижения напряжения, для назначения в качестве КП.

III. ОБЗОР АРХИТЕКТУРЫ РАЗРАБОТАННОГО ПО

Разработанное ПО реализовано в виде настольного приложения с клиент-серверной архитектурой. Обобщенный алгоритм работы приложения представлен ниже рис. 2.

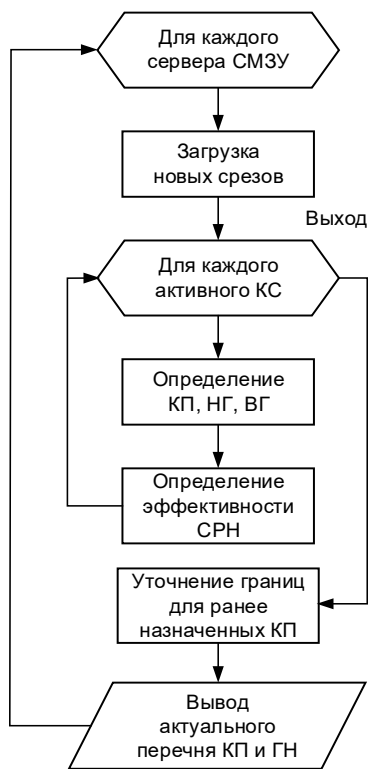


Рис. 2. Алгоритм определения контрольных пунктов по напряжению и границ графиков напряжения в них

Принцип работы разрабатываемого ПО заключается в поочередном получении срезов режима от серверов СМЗУ с последующим определением КП и расчётом нижней и верхней границ графика напряжения, для активных КС в данном срезе. При этом в повторно назначенных КП значения границ уточняются, таким образом, что для нижней границы принимаются наибольшее полученное значение, а для верхней границы наименьшее. В качестве выходных данных формируется список актуальных КП, величины верхней и нижней границы графика напряжения, минимально допустимое напряжение (МДН) и аварийно допустимое напряжение (АДН) для каждого назначенного КП.

А. Серверная часть

Серверная часть представляет из себя Windows Службу на выделенном виртуальном сервере под управлением операционной системы Microsoft Windows Server 2022.

На рис. 3 приведена диаграмма компонентов серверной части разработанного ПО. Ниже приведено описание отдельных модулей серверной части системы:

- **Файл режима из СМЗУ**

На каждом цикле расчета СМЗУ создает архив, содержащий в себе оценённую математическую модель текущего режима работы ЭЭС и дополнительную информацию, в том числе о векторе изменения режима и информацию о логике и параметрах срабатывания автоматики разгрузки сетевого и генерирующего оборудования. В своем названии архив имеет привязку к метке времени.

- **Astra.dll**

Библиотека для программного доступа к функциям ПО «RastrWin3» через интерфейс IRastr. Для работы требуется установленное ПО «RastrWin3» с соответствующей лицензией.

- **Мониторинг файла от СМЗУ**

Данный модуль отслеживает появление новых архивных файлов на сервере СМЗУ по заданному пути. Мониторинг папки осуществляется за счет использования класса в C# FileSystemWatcher. При появлении нового среза, содержимое папки копируется в специальную директорию в файловой системе сервера ПО.

- **Модуль координации**

По факту появления нового среза от СМЗУ на сервере ПО Модуль координации осуществляет запуск модуля «Определения перечня КП и границ ГН». Дополнительная информация, необходимая для осуществления расчета (расчетные коэффициенты, потенциальные КП и т.д.) передается из модуля «Взаимодействие с БД».

После получения от модуля «Определения перечня КП и границ ГН» списка КП «Модуль координации» передает этот список в модули «Определения эффективности СРН» вместе с файлом режима и другой необходимой информацией для осуществления расчета из модуля «Конфигурации системы».

После того как все модули закончат расчет или вернут сообщения об ошибке «Модуль координации» делает запись в базу данных (БД) полученных результатов и очищает директорию «Режимные файлы».

- **БД**

Хранит информацию об исходных данных, настройках системы, а также архивные данные, необходимых для выполнения расчётов, используется БД под управлением СУБД PostgreSQL

- **Определение перечня КП и границ графика напряжения(ГН)**

Расчетный модуль. Не зависит от других расчетных модулей. При получении данных для расчета от «Модуля координации» (файл режима, коэффициенты, потенциальные КП) начинает расчет.

В результате выполнения расчета формируется массив (или лист) с перечнем КП (каждый КП идентифицируется номером узла в расчетной модели СМЗУ, формат данных целочисленный), который отправляется в модуль определение эффективности средств регулирования напряжения (СРН), через модуль координации.

- **Определение эффективности СРН**

Расчетный модуль. Зависит от расчетного модуля «Определения перечня КП и границ графика ГН». При получении данных для расчета от «Модуля координации» (файл режима, перечень КП) начинает расчет.

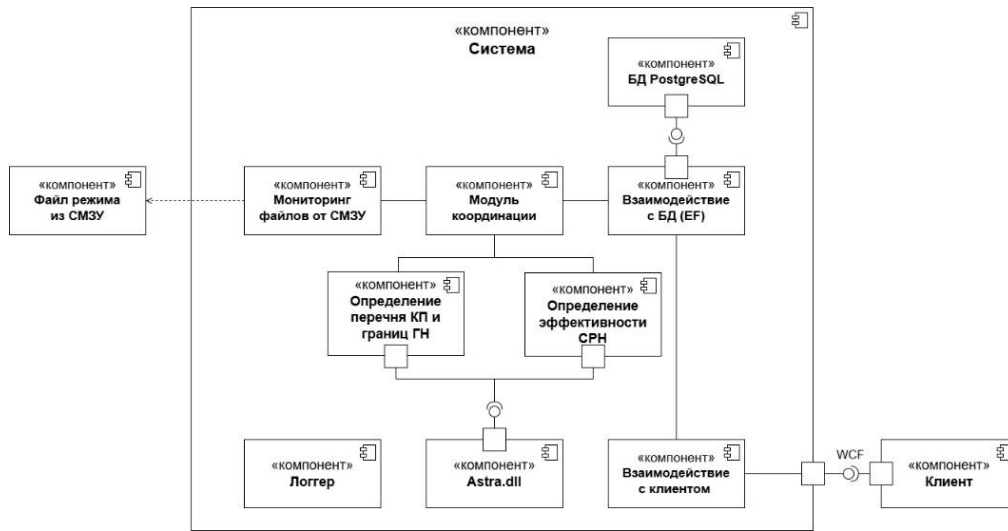


Рис. 3. Диаграмма компонентов серверной части разработанного программного обеспечения

В результате расчета формирует значение эффективности СРН для каждого контрольного пункта из полученного перечня и направляет результаты в «Модуль координации».

- **Взаимодействие с клиентом**

Служит для связи с клиентской частью системы. Взаимодействие осуществляется с помощью Windows Communication Foundation.

В. Клиентская часть

Клиентская часть программного обеспечения была разработана с использованием технологии Windows Forms и библиотеки Guna UI. Это позволило создать удобный и функциональный интерфейс для пользователей, а также обеспечить высокую производительность и стабильность работы программы. Приложение разработано с учётом потребностей разных пользователей в зависимости от их роли.

Для авторизации и разграничения прав по ролям используется механизм авторизации пользователей на уровне Active Directory и проверки ролей в базе данных.

На рис. 4 представлен интерфейс клиентской части ПО с результатами автоматизированного расчёта для сечения «Казахстан – Сибирь» на момент времени 17.03.2024 18:59.

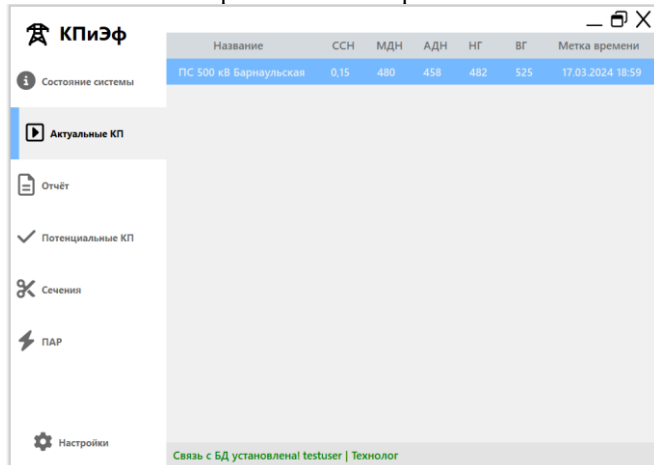


Рис. 4. Интерфейс клиентской части разработанного ПО

В таблице I представлены примеры результатов определения КП по напряжению и нижней границы ГН в них. По результатам расчётов можно сделать вывод о том,

что определенные нижние границы ГН для КП для текущего режима ниже значений, полученных по ПУР. Это позволяет расширить диапазоны изменения напряжения при управлении режимом в рассмотренном режиме работы ЭЭС.

Таблица I. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КП ПО НАПРЯЖЕНИЮ И НИЖНИХ ГРАНИЦ ГН В НИХ

КС	КП по напряжению	МДН, кВ	Нижняя граница ГН, кВ	
			Расчетная	По ПУР
Красноярск, Кузбасс-Запад	ПС 500 кВ Барнаульская	479,6	479,9	505
	ПС 500 кВ Барнаульская	479,2		
БПП, Озерная-Тайшет	ПС 500 кВ Камала	500,4	500,4	510
	ПС 500 кВ Тайшет	507,4	507,4	515

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения данной работы было разработано программное обеспечение для автоматизации назначения КП по напряжению и определения границ графиков напряжения в них.

Разработанное ПО может применяться в диспетчерских центрах оперативно-диспетчерским персоналом при управлении режимом работы ЭЭС. Оно позволяет для текущего режима работы определять перечень КП по напряжению, в которых следует осуществлять контроль уровней напряжения и актуальные границы ГН в них исходя из требований к устойчивости для текущего режима работы ЭЭС, что в свою очередь, позволит расширить допустимые диапазоны изменения напряжения в КП по напряжению без снижения требований к устойчивости ЭЭС и снизить количество КП по напряжению.

Список литературы

- [1] Приказ Министерства Энергетики Российской Федерации от 3 августа 2018 г. № 630 Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Методические указания по устойчивости энергосистем".
- [2] Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27.010.002-2014. «Правила разработки графика напряжения в контрольных пунктах диспетчерского центра АО «СО ЕЭС».

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА МАЛЫХ КОЛЕБАНИЙ ДЛЯ АНАЛИЗА СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ДВУХМАШИНОЙ СИСТЕМЫ С УПРАВЛЯЕМОЙ ЛИНИЕЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Голов В.П.¹, Кормилицын Д.Н.¹, Суханова О.С.^{1,2}

¹ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»

²ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Ивэнерго»

Иваново, Россия

e-mail: suhanova-olya@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Метод малых колебаний применяется для анализа статической устойчивости энергосистем с управляемыми устройствами продольной компенсации, используемыми для повышения пропускной способности ЛЭП. Критическим этапом метода является анализ характеристического уравнения, однако для сложных многомашинных систем его высокий порядок затрудняет прямой анализ корней. В связи с этим ключевое значение приобретает исследование свободного члена этого уравнения, так как его знак является критерием статической аperiodической устойчивости.

Материалы и методы: Используются методы математического моделирования электроэнергетической системы, теория дальних линий электропередачи и электромеханических переходных процессов, теория автоматического управления в электроэнергетических системах, а также методы анализа устойчивости электроэнергетических систем.

Результаты: Составлено характеристическое уравнение восьмого порядка для исследуемой системы. Построена зависимость свободного члена характеристического уравнения от угла δ между векторами ЭДС двух генераторов.

Выводы: Аналитически установлено, что параметры настройки регуляторов возбуждения не влияют на свободный член характеристического уравнения, поскольку сокращаются в процессе вычислений. Полученный результат значительно упрощает модели и вычисления, не снижая точности оценки устойчивости.

Ключевые слова: управляемые устройства продольной компенсации, характеристическое уравнение, статическая устойчивость.

APPLICATION OF THE SMALL-OSCILLATION METHOD FOR STEADY-STATE STABILITY ANALYSIS OF A TWO-MACHINE SYSTEM WITH A CONTROLLED TRANSMISSION LINE

Valery Golov¹, Dmitry Kormilicyn¹, Olga Sukhanova^{1,2}

¹Ivanovo State Power Engineering University

²Rosseti Center and Volga Region – Ivenergo Company

Ivanovo, Russia

e-mail: suhanova-olya@mail.ru

Abstract

Background: The small-oscillation method is used to analyze the steady-state stability of power systems with controlled series compensation devices, which are employed to increase transmission line capacity. A critical step of this method is the analysis of the characteristic equation. However, for complex multi-machine systems, its high order complicates the direct analysis of the roots. Therefore, studying the constant term of this equation becomes crucial, as its sign is a criterion for steady-state aperiodic stability.

Materials and methods: The study utilizes methods of mathematical modeling, long-distance transmission line theory, electromechanical transient analysis, automatic control theory, and stability analysis for electric power systems.

Results: An eighth-order characteristic equation was derived for the system under study. The dependence of the characteristic equation's constant term on the angle δ between the EMF vectors of the two generators was constructed.

Conclusions: It was analytically confirmed that the tuning parameters of excitation regulators do not affect the constant term of the characteristic equation, as they cancel out during computations. This result significantly simplifies modeling and calculations without compromising the accuracy of stability assessment.

Key words: controlled series compensation devices, characteristic equation, steady-state stability.

I. ВВЕДЕНИЕ

Метод малых колебаний (малых отклонений) А.М. Ляпунова является универсальным инструментом для оценки статической устойчивости электроэнергетических систем любой сложности и конфигурации. Его применение также актуально и при

использовании управляемых устройств продольной компенсации (УУПК), которые позволяют существенно увеличить пропускную способность линий электропередачи без изменения существующей сетевой инфраструктуры [1].

В рамках данного метода ключевым этапом является анализ характеристического уравнения (ХУ)

линеаризованной системы. Для сложных многомашинных систем с УУПК и автоматическим регулированием возбуждения генераторов (АРВ) высокая размерность характеристического уравнения делает проблематичным непосредственное вычисление корней. В этой связи целесообразным представляется переход к анализу свободного члена характеристического уравнения, знак которого является определяющим критерием статической аperiodической устойчивости [2].

Таким образом, в рамках используемого подхода представляется необходимым проведение системного исследования влияния настроечных параметров УУПК и АРВ на свободный член характеристического уравнения для получения обоснованной оценки статической устойчивости сложной электроэнергетической системы.

II. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Моделирование электроэнергетической системы проведено на примере двухмашинной схемы (рис. 1). В состав модели входят два эквивалентных синхронных

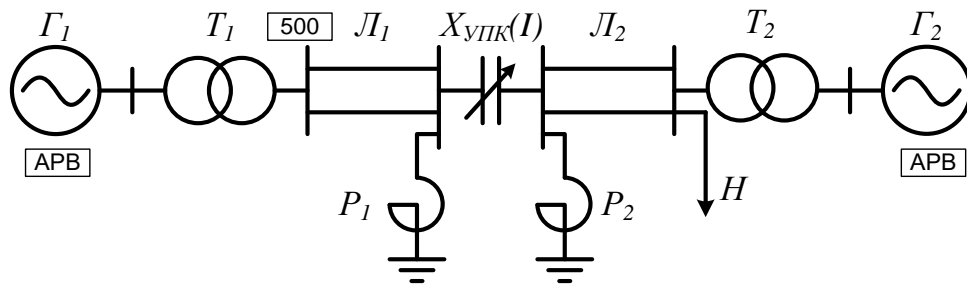


Рис. 1. Исследуемая электроэнергетическая система

Уравнения электромеханического переходного процесса исследуемой системы из двух генераторных станций с регулируемым УПК с учетом электромагнитных переходных процессов в обмотках возбуждения синхронных генераторов (СГ) и АРВ сильного действия (АРВ-СД) [2]:

$$\left. \begin{aligned} T_{J1} p^2 \delta_1 + D_1 p \delta_1 &= P_{T1} - P_{\Sigma 1}, \\ T_{J2} p^2 \delta_2 - D_2 p \delta_2 &= P_{T2} - P_{\Sigma 2}, \\ T_{do1} p E'_{q1} + E_{q1} &= E_{qe1}, \\ T_{do2} p E'_{q2} + E_{q2} &= E_{qe2}, \\ I_{УУПК} &= f(\delta_{12}, E_{q1}, E_{q2}, X_{УУПК}), \\ X_{УУПК} &= f(I_{УУПК}), \\ E_{qe1} &= E_{qo1} + \sum_j W'_{Tj1}(p) \Pi_{j1}, \\ E_{qe2} &= E_{qo2} + \sum_j W'_{Tj2}(p) \Pi_{j2}, \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

где T_{J1} , T_{J2} – постоянные инерции; p – оператор дифференцирования; δ_1 , δ_2 – собственные углы ЭДС СГ; δ_{12} – взаимный угол между ЭДС СГ; P_{T1} , P_{T2} – мощность турбин; $P_{\Sigma 1}$, $P_{\Sigma 2}$ – электромагнитные мощности СГ; D_1 , D_2 – коэффициенты демпфирования; E_{qo1} , E_{qo2} – начальные значения ЭДС возбуждения СГ; E_{qe1} , E_{qe2} – вынужденные составляющие ЭДС синхронных

генератора, оснащенных системами автоматического регулирования возбуждения, которые соединены с двухцепной ЛЭП 500 кВ через повышающие трансформаторы. В средней точке линии электропередачи установлено управляемое устройство продольной компенсации. В промежуточном узле сети расположена симметричная нагрузка. На выводах УУПК установлены шунтирующие реакторы (ШР).

Регулирование УУПК реализуется на динамическом изменении емкостного сопротивления, величина которого определяется значением тока в линии и соответствует следующему соотношению [3]:

$$X_{УУПК}(I) = \frac{10^6}{\omega_0 \cdot (K_{1УУПК} - K_{2УУПК} \cdot I)}, \quad (1)$$

где $X_{УУПК}(I)$ – сопротивление УУПК, Ом; I – ток линии (в месте установки УУПК), кА; $K_{1УУПК}$, $K_{2УУПК}$ – коэффициенты УУПК, мкФ и мкФ/кА соответственно.

машин; T_{do1} , T_{do2} – постоянные времени обмотки возбуждения синхронных машин; E_{q1} , E_{q2} – синхронные ЭДС СГ; E'_{q1} , E'_{q2} – переходные ЭДС СГ; W'_{Tj1} , W'_{Tj2} – передаточные функции систем возбуждения и АРВ синхронных генераторов на первой и второй электростанции соответственно, записанные в операторной форме; Π_{j1} , Π_{j2} – параметр режима по которому проводится регулирование, в данном случае напряжения и токи первого и второго генераторов соответственно.

Передаточная функция:

$$W'_{Tj1}(p) = \frac{1}{(1 + pT_e)(1 + pT_p)} W_{Tj}(p) \quad (3)$$

где T_e – постоянная времени возбудителя, с; T_p – постоянная времени регулятора, с; $W_{Tj}(p)$ – передаточная функция регулятора.

Выражение передаточной функции регулятора зависит от закона регулирования и типа АРВ, для АРВ-СД:

$$W_{Tj}(p) = K_{0U} + k_{1I} p + k_{2I} p^2 \quad (4)$$

где K_{0U} – коэффициент регулирования по отклонению напряжения генератора; k_{1I} , k_{2I} – коэффициенты регулирования АРВ-СД по первой и второй производным тока статора соответственно.

Фундаментальным свойством ЭЭС является её нелинейность, обусловленная характеристиками

синхронных машин, а также параметрами управляемых устройств. Однако при малых отклонениях оказывается возможным линеаризовать исходную систему уравнений, приведя их к виду дифференциальных уравнений с постоянными коэффициентами. Следует упомянуть, что согласно исследованиям А.М. Ляпунова учет нелинейности не влияет на оценку устойчивости. Замена нелинейной системы линейной (линеаризованной)

$$D(p) = \begin{bmatrix} p^2 + p\left(\frac{D_1}{T_{j1}} + \frac{D_2}{T_{j2}}\right) + \left(\frac{1}{T_{j2}} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{12}} - \frac{1}{T_{j1}} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{12}}\right) & \frac{1}{T_{j2}} \frac{\partial P_2}{\partial E_{q1}} - \frac{1}{T_{j1}} \frac{\partial P_1}{\partial E_{q1}} & \frac{1}{T_{j2}} \frac{\partial P_2}{\partial X_{ууПК}} - \frac{1}{T_{j1}} \frac{\partial P_1}{\partial X_{ууПК}} & 0 & 0 & 0 \\ pT_{d01} \frac{\partial E'_{q1}}{\partial \delta_{12}} & pT_{d01} \frac{\partial E'_{q1}}{\partial E_{q1}} + 1 & pT_{d01} \frac{\partial E'_{q1}}{\partial E_{q2}} & pT_{d01} \frac{\partial E'_{q1}}{\partial X_{ууПК}} & -1 & 0 & 0 \\ pT_{d02} \frac{\partial E'_{q2}}{\partial \delta_{12}} & pT_{d02} \frac{\partial E'_{q2}}{\partial E_{q1}} & pT_{d02} \frac{\partial E'_{q2}}{\partial E_{q2}} + 1 & pT_{d02} \frac{\partial E'_{q2}}{\partial X_{ууПК}} & 0 & -1 & 0 \\ \frac{\partial I_{ууПК}}{\partial \delta_{12}} & \frac{\partial I_{ууПК}}{\partial E_{q1}} & \frac{\partial I_{ууПК}}{\partial E_{q2}} & \frac{\partial I_{ууПК}}{\partial X_{ууПК}} & 0 & 0 & \frac{\partial X_{ууПК}}{\partial I_{ууПК}} \\ 0 & 0 & 0 & -1 & -1 & 0 & 0 \\ \frac{K_{0U1} \frac{\partial U_{Г1}}{\partial \delta_{12}} + c \cdot \frac{\partial I_{Г1}}{\partial \delta_{12}}}{a} & \frac{K_{0U1} \frac{\partial U_{Г1}}{\partial E_{q1}} + c \cdot \frac{\partial I_{Г1}}{\partial E_{q1}}}{a} & \frac{K_{0U1} \frac{\partial U_{Г1}}{\partial E_{q2}} + c \cdot \frac{\partial I_{Г1}}{\partial E_{q2}}}{a} & \frac{K_{0U1} \frac{\partial U_{Г1}}{\partial X_{ууПК}} + c \cdot \frac{\partial I_{Г1}}{\partial X_{ууПК}}}{a} & -1 & 0 & 0 \\ \frac{K_{0U2} \frac{\partial U_{Г2}}{\partial \delta_{12}} + d \cdot \frac{\partial I_{Г2}}{\partial \delta_{12}}}{b} & \frac{K_{0U2} \frac{\partial U_{Г2}}{\partial E_{q1}} + d \cdot \frac{\partial I_{Г2}}{\partial E_{q1}}}{b} & \frac{K_{0U2} \frac{\partial U_{Г2}}{\partial E_{q2}} + d \cdot \frac{\partial I_{Г2}}{\partial E_{q2}}}{b} & \frac{K_{0U2} \frac{\partial U_{Г2}}{\partial X_{ууПК}} + d \cdot \frac{\partial I_{Г2}}{\partial X_{ууПК}}}{b} & 0 & -1 & 0 \end{bmatrix} \quad (5)$$

где $U_{Г1}, I_{Г1}, U_{Г2}, I_{Г2}$ – напряжения и токи первого и второго генератора соответственно, k_{11}, k_{21} – коэффициенты регулирования АРВ-СД для первого генератора, k_{12}, k_{22} – коэффициенты регулирования АРВ-СД для второго генератора, $b = (p \cdot T_{e2} + 1)(p \cdot T_{p2} + 1)$, $c = p(k_{11} + p \cdot k_{21})$, $d = p(k_{12} + p \cdot k_{22})$.

Частные производные в (5) зависят от режима и отражают нелинейные свойства электрической системы в линеаризованных уравнениях. Для рассматриваемой системы частные производные определены численным расчетом как отношения соответствующих приращений по полной математической модели, реализованной в программном комплексе на языке программирования C++.

Характеристическое уравнение, полученное из определителя (5) имеет вид:

$$a_0 p^8 + a_1 p^7 + a_2 p^6 + a_3 p^5 + a_4 p^4 + a_5 p^3 + a_6 p^2 + a_7 p + a_8 = 0, \quad (6)$$

где p – корень уравнения, $a_0 - a_7$ – коэффициенты ХУ, a_8 – свободный член ХУ.

$$a_8 = \left(\frac{1}{T_{j1}} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{12}} - \frac{1}{T_{j2}} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{12}}\right) - \left(\frac{1}{T_{j1}} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_{12}} - \frac{1}{T_{j2}} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{12}}\right) \frac{\partial I}{\partial X_{ууПК}} \frac{\partial X_{ууПК}}{\partial I} + \left(\frac{1}{T_{j1}} \frac{\partial P_1}{\partial X_{ууПК}} - \frac{1}{T_{j2}} \frac{\partial P_2}{\partial X_{ууПК}}\right) \frac{\partial I}{\partial \delta_{12}} \frac{\partial X_{ууПК}}{\partial I} \quad (7)$$

В качестве иллюстрации рассмотрена пара слагаемых из полного аналитического выражения свободного члена ХУ, в которых выделены составляющие имеющие различия (8). Однако при детальном рассмотрении данных различий видно, что они оказываются тождественными (9), (10). В результате наблюдается полная взаимная компенсация рассматриваемой пары слагаемых.

$$-K_{0U1} K_{0U2} T_{j1} \frac{\partial I}{\partial E_{q1}} \frac{\partial P_2}{\partial E_{q2}} \frac{\partial U_{Г1}}{\partial X_{ууПК}} \frac{\partial X_{ууПК}}{\partial I} \frac{\partial U_{Г2}}{\partial \delta_{12}} + K_{0U1} K_{0U2} T_{j1} \frac{\partial I}{\partial E_{q1}} \frac{\partial P_2}{\partial E_{q2}} \frac{\partial U_{Г2}}{\partial X_{ууПК}} \frac{\partial X_{ууПК}}{\partial I} \frac{\partial U_{Г1}}{\partial \delta_{12}} \quad (8)$$

производится путем разложения уравнений в ряды Тейлора с сохранением линейных членов и отбрасывании членов высших порядков, которые для малых отклонений считаются пренебрежимо малыми [4]. Коэффициенты при малых отклонениях переменных ($\Delta \delta_{12}, \Delta E_{q1}, \Delta E_{q2}, \Delta X_{ууПК}, \Delta E_{qe1}, \Delta E_{qe2}, \Delta I$), полученные при линеаризации формируют характеристический определитель (5).

Критерием аperiodической статической устойчивости является положительность свободного члена ХУ ($a_8 > 0$), предельный по аperiodической статической устойчивости режим характеризуется обращением свободного члена ХУ в нуль ($a_8 = 0$) [5].

Свободный член ХУ рассматриваемой системы в аналитическом представлении содержит свыше пятидесяти слагаемых, большинство из которых содержат настроечные параметры АРВ первого и второго генераторов (K_{0U1}, K_{0U2}). Если предположить, что данные коэффициенты равны нулю ($K_{0U1} = K_{0U2} = 0$), то выражение свободного члена ХУ существенно упрощается и сводится к известному виду (7). Однако в ходе вычислительного эксперимента установлено, что при ненулевых значениях коэффициентов регулирования АРВ генераторов значения свободного члена ХУ полностью совпадают с результатами, полученными по упрощенной формуле (7). Данное явление объясняется взаимным уничтожением слагаемых в полном аналитическом выражении, обусловленной его знакопеременной структурой.

$$\frac{\partial U_{Г1}}{\partial X_{УУПК}} \cdot \frac{\partial U_{Г2}}{\partial \delta_{12}} = \frac{U_{Г1} - U_{Г10}}{X_{УУПК} - X_{УУПК0}} \cdot \frac{U_{Г2} - U_{Г20}}{\delta_{12} - \delta_{120}} \quad (9)$$

$$\frac{\partial U_{Г2}}{\partial X_{УУПК}} \cdot \frac{\partial U_{Г1}}{\partial \delta_{12}} = \frac{U_{Г2} - U_{Г20}}{X_{УУПК} - X_{УУПК0}} \cdot \frac{U_{Г1} - U_{Г10}}{\delta_{12} - \delta_{120}} \quad (10)$$

Таким образом, свободный член характеристического уравнения не зависит от параметров регуляторов возбуждения. Это позволяет применять упрощенную формулу расчета (7), обеспечивающую идентичные результаты по сравнению с полным выражением, но требующую значительно меньших вычислительных затрат. Данное упрощение особенно полезно при анализе устойчивости сложных энергосистем, так как сохраняет точность расчетов при существенном снижении их трудоемкости.

III. ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ

На рис. 2-3 представлены кривые изменения значений свободного члена ХУ для исследуемой системы для различных настроечных параметров УУПК и АРВ соответственно. Совместное регулирование АРВ и УУПК отражается на изменении значения значения свободного члена ХУ, по смене знака которого можно судить об аperiodической статической устойчивости. Наличие только одного регулируемого устройства (АРВ или УУПК) дает самый низкий предел по статической аperiodической устойчивости (рис. 2, рис. 3). В то же время при наличии АРВ генераторов увеличение коэффициента регулирования УУПК ($K_{2УУПК}$) приводит к тому, что смена знака свободного члена ХУ происходит при меньших значениях взаимного угла δ_{12} (рис. 2). С другой стороны, увеличение коэффициентов регулирования АРВ при наличии УУПК, также приводит к уменьшению взаимного угла, при котором происходит нарушение статической аperiodической устойчивости.

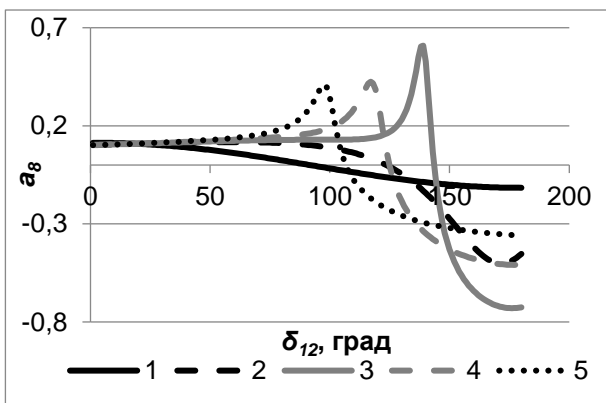


Рис. 2. Кривые изменения значений свободного члена a_8 ХУ рассматриваемой системы для различных законов регулирования УУПК: 1 – $K_{2УУПК} = 5$ без АРВ, 2 – $K_{2УУПК} = 3$ с АРВ, 3 – $K_{2УУПК} = 5$ с АРВ, 4 – $K_{2УУПК} = 7$ с АРВ, 5 – $K_{2УУПК} = 10$ с АРВ

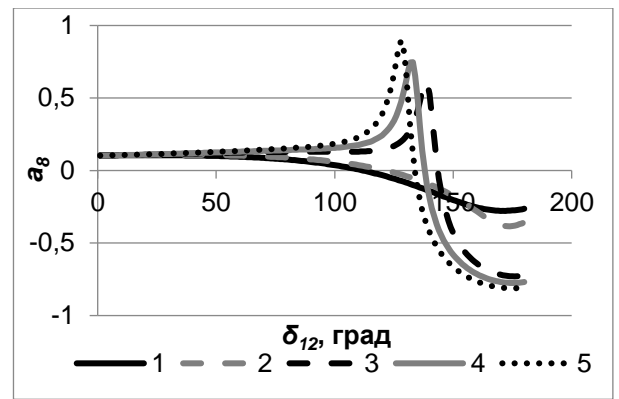


Рис. 3. Кривые изменения значений свободного члена a_8 ХУ рассматриваемой системы для различных законов регулирования АРВ: 1 – $K_{OU1} = K_{OU2} = 2$ без УУПК, 2 – $K_{OU1} = K_{OU2} = 2$ с УУПК, 3 – $K_{OU1} = K_{OU2} = 5$ с УУПК, 4 – $K_{OU1} = K_{OU2} = 7$ с УУПК, 5 – $K_{OU1} = K_{OU2} = 10$ с УУПК

Увеличение коэффициентов регулирования как УУПК ($K_{2УУПК}$), так и АРВ генераторов (K_{OU1} , K_{OU2}) приводит к уменьшению значения взаимного угла δ_{12} , при котором происходит нарушение статической аperiodической устойчивости. Однако эти значения углов остаются существенно выше характерных для нормальных режимов работы энергосистемы. Кроме того, наименьший предел по статической аperiodической устойчивости наблюдается при использовании только одного регулирующего устройства (АРВ или УУПК), что указывает на целесообразность их совместного применения. Однако полученные результаты подчеркивают необходимость дальнейших исследований совместного регулирования АРВ и УУПК для определения оптимальных соотношений между коэффициентами регулирования АРВ и УУПК, а также взаимодействия регулирующих устройств в переходных режимах, так как представленные результаты относятся к статической устойчивости.

Список литературы

- [1] А.С. Луковенко Анализ отечественного и мирового опыта применения управляемых электропередач переменного тока в интеллектуальных электрических сетях // Энергия единой сети. – 2018. - №5(41). – С.30-38.
- [2] Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – М.: Высшая школа, 1985. – 536 с.
- [3] Голов В.П. Применение регулируемой компенсации линии электропередач // Изв. Вузов, Энергетика. — №6. — 1978. — с. 3-8.
- [4] Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем / Под ред. Л.А. Жукова. - Москва : Энергия, 1979. - 455 с.
- [5] Рыжов, Ю.П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения / Ю. П. Рыжов - Москва: Издательский дом МЭИ, 2007. - 488 с

ОПТИМИЗАЦИЯ ОБЪЕМОВ ГРАФИКОВ ВРЕМЕННОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ НА ОСНОВЕ АДАПТИВНОГО РАСЧЁТА

Гришечкин А.А.¹, Штырёв И.Д.¹, Назаров А.А.²

¹Филиал АО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ, ²Филиал АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ

¹Воронеж, ²Смоленск, Россия

e-mail: akim.grishechkin@yandex.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Расчёт объёмов отключаемой нагрузки потребителей при вводе в действие графиков временного отключения зачастую производится на «тяжелейший» электроэнергетический режим без учёта эффективности на конкретном объекте электроэнергетики и актуальной топологии сети. Это может приводить к отключению излишней нагрузки и, как следствие, дополнительному экономическому ущербу.

Материалы и методы: Расчёты электроэнергетического режима и необходимого объёма графиков временного отключения производились в программном комплексе RastrWin3.

Результаты: Разработан алгоритм адаптивного определения величины графиков временного отключения для региональной энергосистемы, проведено его тестирование на схеме энергорайона региональной энергосистемы.

Выводы: Использование представленного алгоритма позволит оптимизировать объём вводимых графиков временного отключения при обеспечении требований к надёжности и устойчивости энергосистемы. При этом в большинстве схемно-режимных ситуаций наблюдается снижение объёма нагрузки отключенных потребителей.

Ключевые слова: графики временного отключения, адаптивный расчёт.

OPTIMIZATION OF LOAD-SHEDDING SCHEDULES VOLUME BASED ON ADAPTIVE CALCULATION

Akim Grishechkin¹, Ilya Shtyrjov¹, Aleksej Nazarov²

¹Branch of "SO UPS", JSC, Voronezh Regional Dispatching Office, ²Branch of "SO UPS", JSC, Smolensk Regional Dispatching Office

¹Voronezh, ²Smolensk, Russia

e-mail: akim.grishechkin@yandex.ru

Abstract

Background: The calculation of load shedding volumes for implementing load-shedding schedules is often based on the "most severe" power system conditions, without considering the effectiveness for a specific power facility or the current network topology. This can lead to the disconnection of excessive load and, as a consequence, to additional economic damage.

Materials and Methods: The power system regime calculations and the determination of the required load-shedding volumes were performed using the RastrWin3 software package.

Results: An algorithm for the adaptive determination of load-shedding schedules for a regional power system has been developed. The algorithm was tested on a model of an energy district within the regional power system.

Conclusions: The use of the presented algorithm will make it possible to optimize the volume of activated load-shedding schedules while ensuring the reliability and stability requirements of the power system. Furthermore, in most network and operational situations, a reduction in the volume of load disconnected from consumers is observed.

Key words: load-shedding schedules, adaptive calculation.

I. ВВЕДЕНИЕ

Ключевыми контролируруемыми параметрами в электроэнергетике являются токовая нагрузка элементов сети, уровень напряжения в контрольных точках и перетоки активной мощности в контролируемых сечениях. Контролируемое сечение — это группа линий электропередачи, выделяемая диспетчерским центром (ДЦ) для обеспечения устойчивости энергосистемы при наиболее тяжелых аварийных отключениях. Перечень таких отключений и величина максимально допустимого перетока (МДП) определяются ДЦ на основе анализа установившихся и переходных режимов согласно методическим указаниям по устойчивости [1].

Эффективным инструментом повышения пропускной способности сети в части увеличения МДП в контролируемом сечении является Система мониторинга запаса устойчивости (СМЗУ), которая на сегодняшний день успешно используется в ДЦ. СМЗУ – программный комплекс, разработанный АО «Системным оператором Единой энергетической системы» («СО ЕЭС») и НТЦ ЕЭС. СМЗУ работает в реальном времени и рассчитывает МДП с учетом текущей конфигурации сети и загрузки генерации. Цикл расчета включает импорт телеметрии, расчет режима в RastrWin3, определение МДП и экспорт результатов в оперативно-измерительный комплекс (ОИК), занимая от 1 до 10 минут. Это позволяет получать уточненные значения МДП, часто превышающие рассчитанные технологом, так как они основаны на реальной схемно-режимной ситуации [2].

При превышении фактического перетока МДП в контролируемом сечении (превышении токовой загрузки свыше длительно допустимой, снижении напряжения в контрольном пункте по напряжению) диспетчер соответствующего ДЦ обязан инициировать ввод графиков временного отключения потребителей (ГВО) после исчерпания всех иных мероприятий по разгрузке оборудования [3]. Существующий порядок подразумевает, что диспетчер ДЦ отдаёт команду на ввод ГВО первичному получателю команд (ППК) по прямому каналу связи; тот, в свою очередь, отключает необходимый объём с временем ввода до 5 минут по дистанционному управлению (ДУ), до 20 минут – отдаёт командами на объекты с постоянным дежурным персоналом, до 60 минут – направляет оперативно-выездные бригады на объекты без дежурного персонала [4].

В декабре 2024 года в операционной зоне Воронежского РДУ в целях сокращения времени ввода и отмены ГВО и, как следствие, повышения оперативности восстановления нормального режима работы энергосистемы введён программный модуль ОИК СК-11, обеспечивающий автоматизированное дистанционное управление вводом ГВО. Использование данной системы подразумевает задание диспетчером ДЦ объема ГВО с привязкой к объектам электроэнергетики и времени ввода в электронной форме. Команда с временем ввода до 5 минут направляется непосредственно на объекты, на которых реализовано ДУ, до 20 и до 60 минут направляется в электронную форму диспетчера ЦУС, где ему формируются предложения по отдаче голосовых команд на отключение необходимого количества потребителей.

Данная технология предоставляет ДЦ возможности:

- контроля доступного объема ГВО с привязкой к центру питания и времени;
- минимизации объема отключаемой нагрузки при вводе ГВО, точно в соответствие с заданием диспетчера ДЦ;
- контроля заданных и фактически введенных объемов ГВО
- реализации команд на включение, отключенных при вводе ГВО потребителей.

Перспективным развитием является интеграция данных по доступному объему ГВО в СМЗУ. Это позволит автоматически рассчитывать необходимые объемы отключений при тяжелых возмущениях и выводить актуальную информацию диспетчеру. Совместное использование комплексов минимизирует как время расчета, так и объемы ГВО за счет итерационных расчетов по актуальной топологии.

Целью данной работы является описание алгоритма расчета адаптивного определения величины ГВО для региональной энергосистемы и расчёт эффекта от его применения.

II. ОПИСАНИЕ ИССЛЕДУЕМОЙ СЕТИ

Исследование эффективности разработанного алгоритма было проведено на примере Южного энергорайона электрической сети операционной зоны Воронежского РДУ. Символьная схема исследуемой сети приведена на рис. 1.

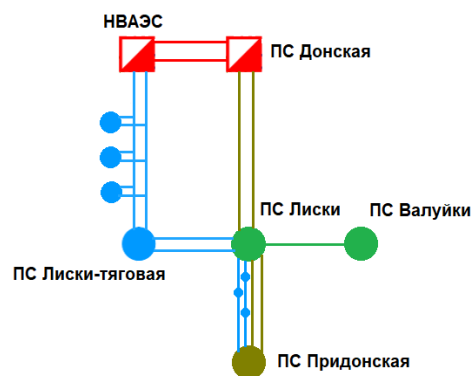


Рис. 1. Символьная схема исследуемой сети

В данном энергорайоне объем ГВО доступен на ПС 330 кВ Лиски, отпаечных ПС 110 кВ от ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС – Лиски-тяговая №1, №2, проходных ПС 110 кВ транзита 110 кВ Лиски – Придонская, а также на ПС 110 кВ, питающихся от ПС 220 кВ Придонская. ВЛ 220 кВ Донская – Лиски №1 и №2 образуют контролируемое сечение «Лиски». Шины 110 кВ ПС 220 кВ Придонская являются контрольным пунктом по напряжению, минимально допустимое напряжение (МДН) и аварийно допустимое напряжение (АДН) равны 97 кВ и 93 кВ соответственно.

Стоит отметить, что ПС 500 кВ Донская, ПС 330 кВ Лиски и ПС 220 кВ Придонская имеют электрические связи с Восточным энергорайоном энергосистемы, а также с энергосистемой операционной зоны Курского РДУ.

III. МЕТОДИКА АДАПТИВНОГО РАСЧЁТА ОБЪЁМОВ ГВО

На сегодняшний день расчёт необходимого объёма ГВО определяется технологом ДЦ на основании расчётов электроэнергетических режимов для наиболее тяжелой схемно-режимной ситуации (максимум нагрузки, высокие температуры наружного воздуха, высокие транзитные перетоки активной мощности и т.д.), однако, текущий режим может быть немного «легче» рассчитанного технологом заранее, поэтому и объём ГВО может быть снижен для текущего электроэнергетического режима.

На рис. 2 представлен предложенный алгоритм адаптивного расчёта объёма ГВО, в нём можно выделить следующие основные подэтапы:

- оценка исходной схемы на предмет превышения токовой загрузки контролируемых элементов длительно допустимой токовой загрузки (ДДТН), на основании чего определяется необходимость ввода ГВО в исходной схеме (в случае необходимости определяется объём по описанному ниже алгоритму, цикл прекращается);

- оценка послеаварийной схемы на предмет превышения аварийно допустимой токовой загрузки (АДТН) во всех заранее определенных послеаварийных режимах (ПАР), на основании чего определяется объём ГВО (если необходимости нет – цикл прекращается);
- оценка эффективности ввода ГВО для каждого из заранее выбранных объектов в условиях наиболее тяжёлого ПАР (режима, в котором наибольшее превышение токовой загрузки АДТН) путём отключения части нагрузки и замера снижения токовой загрузки контролируемого элемента;
- поиск необходимого объема ГВО для разгрузки контролируемого элемента путем дозированного отключения нагрузки на заданных объектах в исходной схеме, применение тяжелейшего ПАР, сравнение фактической токовой загрузки с АДТН. В первую очередь отключаются нагрузка на объектах с наибольшим коэффициентом эффективности. В целях снижения количества итераций этот подэтап разбивается на грубый и точный поиск с разным шагом (10% и 1% от общего доступного объема ГВО соответственно).

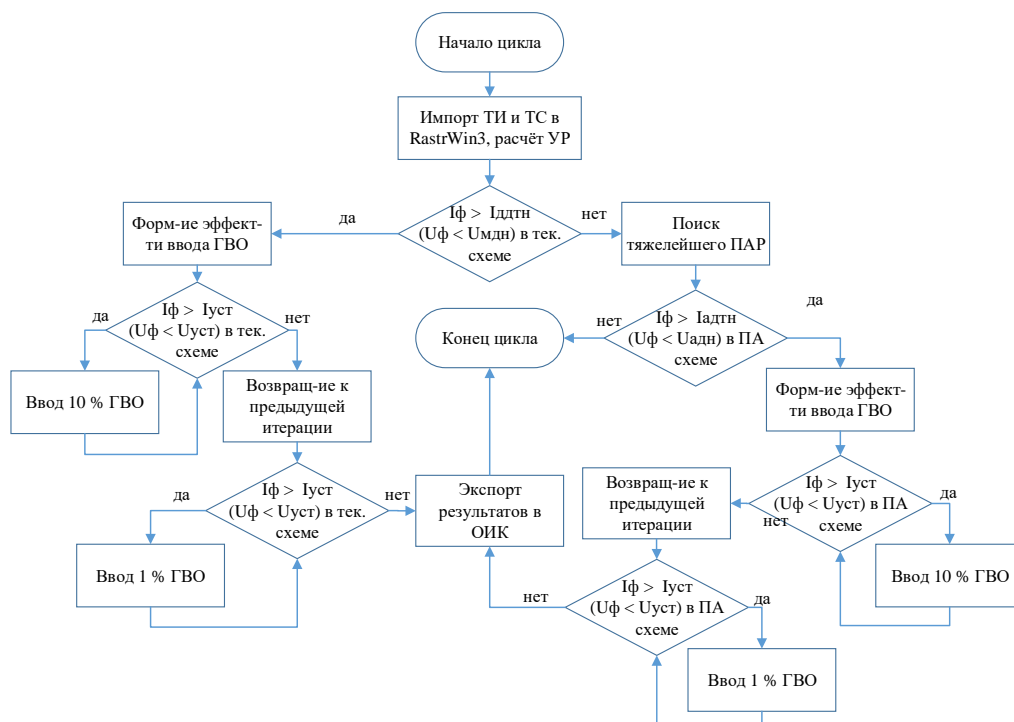


Рис. 2. Блок-схема алгоритма адаптивного расчёта объёма ГВО

Алгоритм расчёта необходимого объёма ГВО для поднятия напряжения в контрольном пункте аналогичен расчёту для снижения токовой загрузки элемента за исключением оценки режима в текущей схеме на предмет не превышения напряжения МДН в контрольном пункте, в послеаварийной схеме – не превышения напряжения АДН, наиболее тяжёлым ПАР считать режим, в котором напряжение снизилось до наименьшего значения.

Аналогично примеру со снижением токовой нагрузки ГВО вводится в исходной схеме, применяется ПАР,

напряжение в контрольном пункте сравнивается с заданной уставкой. Цикл повторяется до тех пор, пока напряжение не будет выше заданной уставки. В конце цикла формируется необходимый объём ГВО в разбивке по центрам питания.

Расчёт производится путём имитации одного цикла СМЗУ в исследуемой модели электрической сети в

программном комплексе RastrWin3. На исследуемой модели цикл расчёта занимает не более 80 секунд.

Представленный алгоритм определяет необходимый объем ввода ГВО для текущей схемно-режимной ситуации на объектах для разгрузки контролируемого элемента электрической сети по току (контролируемого сечения по активной мощности) или при снижении напряжения в контрольном пункте. За счёт отключения нагрузки потребителей только на объектах с наибольшей эффективностью, а также учёта в расчёте реактивной мощности алгоритм позволяет точно рассчитывать объем ГВО и избежать перерегулирования, тем самым снизить объем вводимых ГВО. Цикл повторяется до тех пор, пока контролируемый параметр в послеаварийном режиме не будет ниже заданной уставки. В конце цикла формируется необходимый объем ГВО в разбивке по центрам питания.

В качестве примера работы алгоритма по определению объемов ГВО для разгрузки элемента электрической сети по току рассматривается наиболее тяжёлая схемно-режимная ситуация – схема двойного ремонта ВЛ 330 кВ Металлургическая – Валуйки и 2 сек 220 кВ ПС 330 кВ Лиски. В исходной схеме параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений. При аварийном отключении одной из ВЛ 220 кВ Донская – Лиски прогнозируется превышение токовой загрузки ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС – Лиски-тяговая свыше аварийно допустимой (612 А). Результаты необходимого объёма ГВО для снижения токовой загрузки элемента приведены в Таблице 1.

Таблица 1. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТОВ ОБЪЕМОВ ГВО ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ТОКОВОЙ ЗАГРУЗКИ ЭЛЕМЕНТА

Режим работы ЭЭС	Метод расчёта	Расчётный объем ГВО, МВт
Минимум нагрузки	Расчёт технолога	11,11
	Расчёт с помощью алгоритма	10,53
Утренний максимум нагрузки	Расчёт технолога	23,45
	Расчёт с помощью алгоритма	21,32
Вечерний максимум нагрузки	Расчёт технолога	30,91
	Расчёт с помощью алгоритма	27,37

Примером работы алгоритма определения объёмов ГВО для поднятия напряжения в контрольном пункте служит схема ремонта двух АТ на ПС 220 кВ Придонская. В исходной схеме напряжение на шинах находится в графике. При аварийном отключении одной из ВЛ транзита 110 кВ Лиски – Придонская прогнозируется снижение напряжения ниже аварийно допустимого (93 кВ) на ПС 220 кВ Придонская. Результаты необходимого объёма ГВО для повышения напряжения в контрольном пункте приведены в Таблице 2.

Таблица 2. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТОВ ОБЪЕМОВ ГВО ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАПЯЖЕНИЯ В КОНТРОЛЬНОМ ПУНКТЕ

Режим работы ЭЭС	Метод расчёта	Расчётный объем ГВО, МВт
Минимум нагрузки	Расчёт технолога	2,32
	Расчёт с помощью алгоритма	1,61
Утренний максимум нагрузки	Расчёт технолога	8,32
	Расчёт с помощью алгоритма	5,79
Вечерний максимум нагрузки	Расчёт технолога	10,3
	Расчёт с помощью алгоритма	8,13

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для повышения эффективности оперативно-диспетчерского управления необходимо, чтобы при принятии решений диспетчер руководствовался наиболее полной информацией о фактическом режиме работы энергосистемы и возможных рисках при аварийном отключении её элементов. Для этого необходимо применение адаптивных методик, которые в зависимости от режима работы ЭЭС позволят принимать необходимые и достаточные решения, позволяющие обеспечить надежность работы энергосистемы и минимизировать ущерб для её экономической эффективности. В данной статье представлен алгоритм адаптивного расчёта объёма ГВО, которые при интеграции его в ОИК ДЦ позволят предоставлять диспетчеру ЭЭС информацию о величине ГВО для обеспечения параметров электроэнергетического режима в области допустимых значений при аварийных отключениях. Использование представленного алгоритма позволило избежать перерегулирования, приводя контролируемые параметры электроэнергетического режима точно к заданным уставкам, и снизить величину отключаемой нагрузки в среднем на 8% при разгрузке элемента по току и на 26 % при повышении напряжения в контрольном пункте в зависимости от режима работы электроэнергетической системы.

Внедрение предложенного алгоритма в ОИК ДЦ при управлении электроэнергетическим режимом ЭС позволит повысить эффективность оперативно-диспетчерского управления и снизить величину ГВО при обеспечении нормативных требований к устойчивости и надежности ЭС.

Список литературы

- [1] Требования к обеспечению надёжности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утверждены приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630.
- [2] Гришечкин А.А. Повышение эффективности использования пропускной способности сети // Сб трудов XXII -ой Межд. науч.-техн. конф. студентов и аспирантов. В 2 т. Т 1. – 2025. – С. 19 – 23.
- [3] Требования к обеспечению надёжности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики.
- [4] Правила разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики, утверждены приказом Минэнерго России от 06.06.2013 № 290.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ МОЩНОСТИ И РИСКА ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДЕФИЦИТА В УСЛОВИЯХ ЖАРЫ

Двойнишников И.В. ¹, Лымарь Н.С. ²

^{1,2} Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы»

¹ Москва, ² Воронеж, Россия

e-mail: ¹ skiff.r35@gmail.com, ² n.lymar00@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Прогнозирование пикового потребления активной мощности в период экстремально высоких температур (далее – ПЭВТ) критически важно для надежности энергосистемы. Существующие модели учитывают метеофакторы и статистику, но не объединяют прогноз пиков потребления с оценкой риска ввода графиков временного отключения потребления (далее – ГВО). Целью работы является разработка методики, интегрирующей климатические индексы, динамику потребления и оценку риска введения ограничительных мероприятий.

Материалы и методы: Использовалась разработанная математическая модель и ее программная реализация на Python, включающая в себя интегральный индекс жары, регрессионный анализ зависимости прироста потребления от климатических факторов и логистическую функцию оценки вероятности ГВО. Модель откалибрована с использованием метрик точности (MAE, RMSE, MAPE) и кросс-валидации.

Результаты: Выявлен нелинейный рост потребления активной мощности от индекса жары с переходом к экспоненциальной зависимости после превышения пороговых температур. Установлен кумулятивный эффект увеличения потребления после трех дней ПЭВТ и нелинейный характер роста риска ввода ГВО при различных значениях расчетного дефицита мощности.

Выводы: Предложена методика прогнозирования пиков потребления и оценки риска ввода ГВО, учитывающая климатические и эксплуатационные факторы. Интеграция индекса жары с параметрами резервов позволяет упреждающе идентифицировать критические режимы. Практическая реализация через чат-бот повышает эффективность диспетчерского управления. Модель адаптируема для различных энергосистем и энергорайонов.

Ключевые слова: прогноз потребления, индекс жары, дефицит мощности, график временного отключения.

FORECASTING POWER CONSUMPTION AND DEFICIT RISK DURING EXTREME HEAT

Igor Dvoynishnikov ¹, Nikita Lyumar ²

^{1,2} «System Operator of the United Power System», Joint-stock Company

¹ Moscow, ² Voronezh, Russia

Abstract

Background: Forecasting peak active power consumption during periods of extremely high temperatures (PEHT) is critical for power system reliability. Existing models account for meteorological factors and statistics but fail to integrate peak load forecasting with the risk assessment of implementing load-shedding schedules (LSS). The aim of this study is to develop a methodology that integrates climate indices, consumption dynamics, and the risk assessment of imposing restrictive measures.

Materials and Methods: The study utilized a developed mathematical model and its software implementation in Python. This includes a composite heat index, regression analysis of the relationship between consumption growth and climatic factors, and a logistic function for assessing the probability of LSS implementation. The model was calibrated using accuracy metrics (MAE, RMSE, MAPE) and cross-validation.

Results: A non-linear increase in active power consumption relative to the heat index was identified, transitioning to an exponential dependence after threshold temperatures are exceeded. A cumulative effect of consumption growth after three days of PEHT was established, as well as a non-linear increase in the risk of LSS implementation at various levels of estimated power deficit.

Conclusions: A methodology for forecasting peak loads and assessing the risk of LSS implementation, which considers climatic and operational factors, is proposed. The integration of the heat index with reserve parameters allows for the proactive identification of critical grid conditions. The practical implementation as a chatbot algorithm enhances the efficiency of dispatch control. The model is adaptable for various power systems and energy districts.

Key words: load forecasting, heat index, power deficit, load-shedding schedule.

I. ВВЕДЕНИЕ

Надежное функционирование энергосистем в период экстремально высоких температур (далее – ПЭВТ) является одной из ключевых задач современной электроэнергетики. Рост пикового потребления активной мощности, связанный с массовым использованием климатического оборудования, создает значительную нагрузку на генерирующее и сетевое оборудование. Резкие скачки максимального потребления мощности могут приводить к дефициту резервов и рискам ввода графиков временного отключения потребления (далее – ГВО). При этом доступные модели прогнозирования потребления не включают в себя оперативную оценку рисков вынужденного ввода ГВО, что не позволяет осуществлять упреждающие действия для предотвращения аварийных ситуаций [1].

II. НАУЧНО-МЕТОДОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Разработанная математическая модель предназначена для прогнозирования пикового потребления активной мощности энергосистем в условиях аномальной жары и оценки вероятности ввода ГВО [2]. Вычисления проведены на примере энергосистемы, типичной для южного региона, которая характеризуется значительной долей коммунально-бытовой нагрузки (свыше 70% от общего потребления), ярко выраженной сезонностью и дефицитом собственной генерации, покрываемым за счет перетоков от смежных энергосистем. Ключевым риском для такой системы является ограничение перетоков в период одновременной жары в смежных регионах.

Моделирование и численные расчеты выполнены с использованием авторской программы, разработанной на языке Python 3. Для численных вычислений использована библиотека «NumPy», для массивов и функций «np.exp», «np.linspace», для валидации применялся метод «calculate_metrics».

Использование модели позволяет:

- Проводить объективную оценку экстремальных нагрузок на энергосистему [3].
- Сформировать единую интегральную модель, включающую в себя комплекс климатических воздействий, эксплуатационных условий и потребительских факторов.
- Оценить риски ГВО для уменьшения вероятности аварийных отключений и экономических потерь.

A. Ключевые факторы

Модель учитывает следующие группы факторов:

- 1) Климатические факторы (температура наружного воздуха, относительная влажность воздуха, облачность) определяют термический стресс на здания, оборудование и людей.
- 2) Продолжительность жары отражает накопительный эффект, проявляющийся после трех дней аномально высоких температур.
- 3) Эксплуатационные факторы (наличие горячего резерва, сетевые и потребительские факторы, буферные резервы мощности) позволяют учитывать различные ограничения энергосистемы.

B. Система уравнений

Модель включает в себя следующие уравнения:

1) Индекс жары (далее – ИЖ) объединяет температуру наружного воздуха и относительную влажность воздуха в одну величину, отражая суммарное тепловое воздействие на потребление (1).

$$ИЖ = T + \alpha \times (T - T_0) \times \max(0, H - H_0) \div 100, (1)$$

где T, T_0 – прогнозные и пороговые значения температуры наружного воздуха соответственно,

H, H_0 – прогнозные и пороговые значения относительной влажности наружного воздуха соответственно,

α – коэффициент усиления влияния влажности.

2) Прирост потребления активной мощности учитывает ИЖ, продолжительность жары, влажность и облачность (2).

$$\begin{aligned} \Delta P = & \beta_1 \times (\max(0, ИЖ - T_{порог}))^\gamma + \\ & + \beta_2 \times \min(D, D_{\max}) \times \\ & \times (1 + \omega \times \max(0, \min(D, D_{\max}) - D_0)) + \\ & + \beta_3 \times \max(0, H - H_0) + \beta_4 \times (C - C_0) \end{aligned} (2)$$

где $\beta_1, \beta_2, \beta_3, \beta_4$ – коэффициенты чувствительности для ИЖ, D, H, C соответственно,

$\gamma = 1,25 + 0,01 \times \max(0, ИЖ - 35)$ – переменный показатель степени для нелинейного увеличения потребления, в зависимости от ИЖ,

ω – коэффициент усиления продолжительного стояния аномально высоких температур,

$T_{порог}$ – базовый температурный порог увеличения потребления,

C, C_0 – прогнозные и пороговые значения облачности соответственно,

D – количество дней ПЭВТ,

D_0 – пороговое количество дней, после которого усиливается влияние аномально высоких температур,

D_{\max} – предельное количество дней, после которого происходит тепловое насыщение.

3) Прогноз пикового потребления производится посредством линейного масштабирования текущего потребления с учетом ΔP (3).

$$P_{fc} = P_{cur} \times \left(1 + \frac{\Delta P}{100}\right) (3)$$

где P_{cur} – текущее потребление активной мощности.

4) Относительный дефицит мощности определяется на основании прогнозного потребления и существующих резервов с учетом корректирующих факторов (4).

$$\delta = \frac{P_{fc} - P_{cur} - R_{hot} - F - B}{P_{cur}}, (4)$$

где R_{hot} – горячие резервы мощности в энергосистеме на текущий момент времени,

$F = -0,05 \times P_{cur}$ – суммарные корректирующие факторы, учитывающие ограничения сетей, генерации, отключений и непредвиденного потребления, отражающие эксплуатационные ограничения и непредсказуемое поведение потребителей.

$B = 0,12 \times P_{cur}$ – буферный резерв мощности.

Для показателей горячего резерва мощности, а также для корректирующих факторов используется упрощенный расчет при отсутствии данных SCADA-системы.

5) Риск ГВО рассчитывается через логистическую функцию, которая обеспечивает математически корректную и физически интерпретируемую зависимость риска от состояния энергосистемы (5).

$$Q = \frac{100}{1 + e^{-k \times \delta}} \quad (5)$$

где k – коэффициент крутизны, определяющий резкость перехода от низкого к высокому риску ГВО в логистической функции, отражая критические пороги в энергосистемах, где малое снижение резервов вызывает быстрый рост вероятности дефицита. Калибруется для учета региональных особенностей.

С. Верификация и калибровка

Система верификации и калибровки обеспечивает устойчивость модели к изменениям внешних условий и надежность прогнозов.

1) Для оценки точности прироста потребления активной мощности и прогнозного пикового потребления применяются следующие метрики точности, позволяющие корректировать коэффициенты (α, β, k):

- MAE (Mean Absolute Error) – средняя абсолютная ошибка.
- RMSE (Root Mean Square Error) – среднеквадратичная ошибка.
- MAPE (Mean Absolute Percentage Error) – средняя абсолютная процентная ошибка.

2) Для обеспечения статистической обоснованности прогнозов используется кросс-валидация, разделяющая данные на тренировочную и тестовую выборки, предотвращая переобучение.

3) Коэффициенты модели пересматриваются с учетом климатических изменений, динамики потребления и особенностей отдельных энергосистем или энергорайонов посредством адаптивной калибровки.

4) Верификация рисков ГВО производится путем сравнения прогнозной вероятности с фактическим дефицитом мощности, подтверждая корректность применения логистической функции и выбора эксплуатационных факторов.

III. ВЫЧИСЛЕНИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ

Для апробации модели выполнен расчет для рассматриваемой энергосистемы. Прогноз сформирован на пять суток с продолжающимся ПЭВТ. При этом для условных суток X текущее потребление активной мощности принято равным 1510 МВт, а горячие резервы

мощности приняты равными 260 МВт. Исходные данные для расчетов представлены в таблице I.

Таблица I. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТОВ

Параметр	Значение				
	Сутки (X+1)	Сутки (X+2)	Сутки (X+3)	Сутки (X+4)	Сутки (X+5)
T, °C	+28,0	+29,5	+33,3	+36,4	+35,2
H, %	80	70	50	65	55
C, %	60	80	30	15	25
D, дни	1	2	3	4	5

Результаты прогнозирования пикового потребления и оценки риска ввода ГВО представлены в таблице II.

Таблица II. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ

Параметр	Значение				
	Сутки (X+1)	Сутки (X+2)	Сутки (X+3)	Сутки (X+4)	Сутки (X+5)
ИЖ, у.е.	30,2	31,5	34,2	39,3	36,8
ΔP , %	6,5	7,9	14,0	29,5	23,9
$P_{\text{вс}}$, МВт	1608	1629	1722	1955	1870
δ , у.е.	-0,177	-0,163	-0,102	0,053	-0,003
Q, %	10,7	12,4	22,8	65,5	49,1

А. Анализ результатов

По результатам проведенных вычислений отмечен:

- Нелинейный рост потребления от индекса жары, с переходом к экспоненциальной зависимости при показателе индекса жары выше 35 условных единиц.
- Кумулятивный эффект продолжительной жары после трех дней ПЭВТ.
- Нелинейный характер роста риска ввода ГВО при изменении значений относительного дефицита мощности.

На рис. 1 представлена зависимость прироста потребления от индекса жары, демонстрирующая нелинейный характер роста.

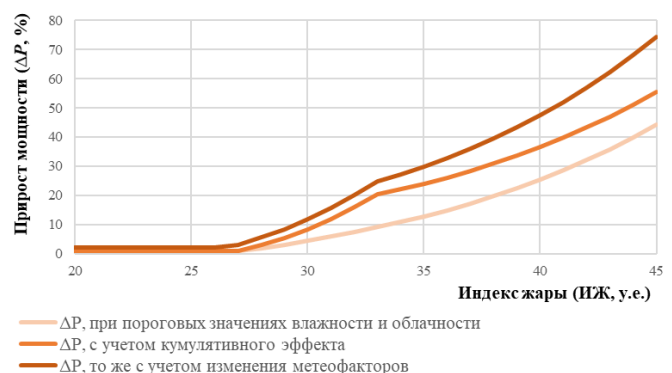


Рис. 1. Зависимость прироста потребления мощности от индекса жары

На рис. 2 отражено изменение риска ввода ГВО в зависимости от дефицита мощности, при использовании

разных коэффициентов крутизны для учета различных особенностей региональных энергосистем.

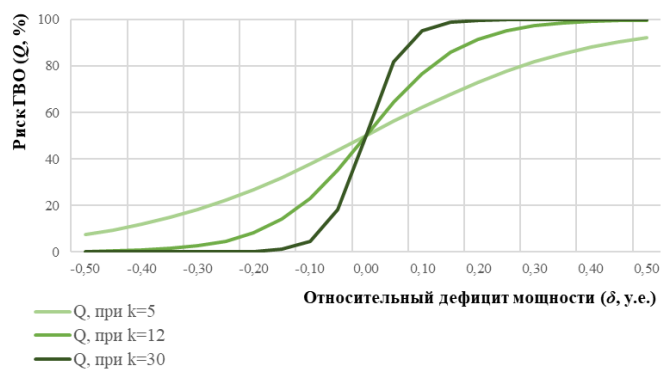


Рис. 2. Изменение риска ГВО от дефицита мощности

На рис. 3 показана полученная по результатам расчета динамика изменения прогноза потребления и риска ввода ГВО. При ухудшении метеорологических условий прогноз потребления мощности увеличивается, что в свою очередь приводит к существенному росту риска ввода ГВО до 65,5%.

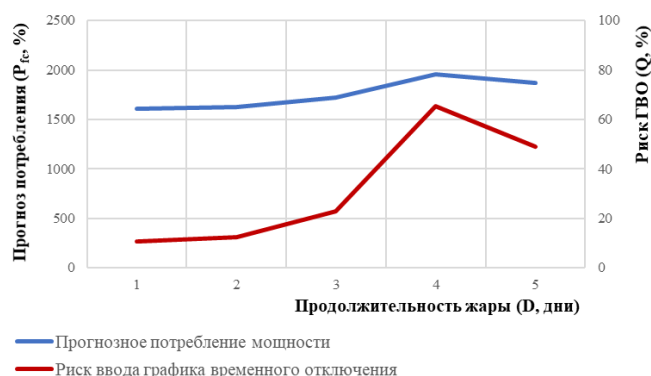


Рис. 3. Динамика изменения прогнозного потребления и рисков ГВО

Полученные значения метрик точности составляют:

- MAE = 2,16%.
- RMSE = 2,58%.
- MAPE = 2,20%.

Высокая точность прогнозирования подтверждает адекватность модели.

В. Использование результатов

Разработанная модель интегрирована в чат-бот платформы Telegram. Получателю информации направляется ежедневное сообщение с прогнозом пикового потребления и уровня риска ГВО на ближайшие 72 часа. В случае превышения порога риска, система выдает определенные рекомендации с различной цветовой индикацией.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, разработанная модель позволяет решать задачу прогнозирования пикового потребления активной мощности с учетом совокупного воздействия климатических факторов и одновременно выполнять количественную оценку риска введения графиков временного отключения потребителей. В основе подхода

лежит использование логистической функции, что дает возможность учитывать нелинейную зависимость электропотребления от температурных условий, а также эффект накопленного воздействия продолжительных периодов высоких температур.

Переход от детерминированной оценки максимальных нагрузок к вероятностной интерпретации режимных рисков расширяет возможности оперативно-диспетчерского управления и повышает обоснованность принимаемых решений в условиях ограниченности резервов мощности и возрастания климатической неопределенности.

Преимуществами предложенной модели являются совместный учет климатических и эксплуатационных параметров, корректное описание нелинейных эффектов и высокая точность прогнозирования, подтвержденная результатами расчетов, при которых среднее значение ошибки MAPE не превышает 3%.

Практическая реализация модели в виде чат-бота обеспечивает удобный доступ к результатам расчетов и позволяет использовать их непосредственно в процессе оперативного управления режимами энергосистемы. Это способствует своевременному принятию упреждающих мер и снижению вероятности применения масштабных ограничений электроснабжения потребителей. На основе получаемых оценок прогноза потребления и рисков возникновения дефицита мощности диспетчер имеет возможность заблаговременно корректировать режим работы электростанций, а также инициировать мероприятия по выравниванию нагрузок в узлах с повышенной вероятностью перегрузки.

Предложенный подход является адаптируемым и может быть применен для различных энергосистем и энергорайонов. Возможность интеграции с SCADA-системами по протоколам OPC UA или Modbus обеспечит использование данных в режиме реального времени и позволит задействовать модель в структуре оперативно-диспетчерского управления для соблюдения установленных параметров надежности функционирования Единой энергетической системы России.

Список литературы

- [1] Клочев Р.В., Моргоева А.Д., Гаврина О.А., Босиков И.И., Моргоев И.Д. Прогнозирование планового потребления электроэнергии для объединенной энергосистемы с помощью машинного обучения // Записки Горного института. 2023. Т. 261. С. 392-402. EDN FJGZTV.
- [2] Н.И. Воропай, С.В. Подковальников, В.В. Труфанов и др. Обоснование развития электроэнергетических систем: Методология, модели, методы, их использование – Новосибирск: Наука, 2015. – 448 с.
- [3] Макоклоев Б.И. Анализ и планирование электропотребления – Москва: Энергоатомиздат, 2008. – 295 с.

ПРОВЕДЕНИЕ ОБЩЕСИСТЕМНЫХ ПРОТИВОАВАРИЙНЫХ ТРЕНИРОВОК, С УЧАСТИЕМ ПЕРСОНАЛА АО «СО ЕЭС», ОБЪЕКТОВ ГЕНЕРАЦИИ И КРУПНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Дедулин А.В., Дорофеев И.И., Егоров Д.С., Матюк Д.А.

Филиал ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет» в г. Новокуйбышевске
Новокуйбышевск, Россия
e-mail: andreysander@yandex.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Проведение противоаварийных тренировок с совместным участием диспетчерского, оперативного и оперативно-ремонтного персонала Системного оператора Единой энергетической системы, объектов генерации электрической энергии и крупных предприятий является неотъемлемой частью подготовки персонала к возможным аварийным ситуациям и нарушениям режима работы объектов Единой энергетической системы России. Основной задачей совместной противоаварийной тренировки является приобретение персоналом практических навыков и формирование способности незамедлительно и технически грамотно действовать при угрозе аварийного отключения мощных потребителей или объектов генерации, технологический процесс которых был нарушен внешним воздействием. Построение модели аварийной ситуации позволит своевременно определить возможные риски для каждого объекта Единой энергетической системы России, при возникновении рассматриваемого события, и определить временные промежутки для своевременного реагирования и принятия решений. Практическое применение рассматриваемой темы позволит настроить взаимосвязи между участниками противоаварийной тренировки, расширить уровень теоретических знаний о технических и организационных мероприятиях, направленных на избежание или минимизацию последствий возможной аварии, о прогнозируемых последствиях, вследствие нарушения технологического процесса потребителей или объектов генерации от внешнего воздействия.

Материалы и методы: При написании доклада использовались теоретический метод (анализ нормативно-правовых актов и стандартов организаций, анализ статистических данных по внешнему нарушению электроснабжения крупных предприятий, моделирование аварийной ситуации с применением программного комплекса RastrWin) и эмпирический метод (эксперимент).

Результаты: Определен сценарий возможной аварийной ситуации и прогнозируемые угрозы для нормальной работоспособности объектов Единой энергетической системы России, определены временные промежутки для своевременного реагирования и принятия решений персоналом, а также взаимосвязи между участниками противоаварийной тренировки.

Выводы: Предложенный сценарий возможной аварийной ситуации для проведения противоаварийной тренировки с совместным участием персонала Системного оператора Единой энергетической системы, объектов генерации электрической энергии и крупных предприятий является актуальным для практического применения, способен заблаговременно подготовить персонал к рассматриваемому событию, определить временные промежутки и порядок действий, направленных на поддержание электроэнергетического режима Единой энергетической системы.

Ключевые слова: аварийное отключение мощных потребителей, нарушение технологического процесса крупных предприятий, поддержание электроэнергетического режима, противоаварийная тренировка, работа с персоналом на объектах электроэнергетики.

CONDUCTING SYSTEM-WIDE EMERGENCY RESPONSE TRAINING WITH THE PARTICIPATION OF PERSONNEL OF JSC SO UES, GENERATION FACILITIES AND LARGE ENTERPRISES

Andrei Dedulin, Il'ya Dorofeev, Dmitriy Egorov, Danil Matyuk
Samara State Technical University Branch in Novokuibyshevsk
Novokuibyshevsk, Russia
e-mail: andreysander@yandex.ru

Abstract

Background: Conducting the emergency-response training with the joint participation of dispatching, operating, and operations-and-maintenance personnel of the System Operator of the Unified Energy System, electricity generation facilities, and large industrial enterprises is an integral part of preparing personnel for possible emergency situations and disturbances in the operating conditions of facilities of the Unified Energy System of Russia. The core purpose of the joint emergency training is to give personnel the practical

skills and ability to respond immediately and competently to the threat of a shutdown of high-power consumers or generation facilities, following an external disruption to their technological process. Building an emergency situation model will make it possible to promptly identify potential risks for each facility of the Unified Energy System of Russia if the considered scenario occurs, and to define the timeframes for timely response and decision-making. Applying this approach in practice will allow for streamlining coordination among emergency training participants, broadening theoretical knowledge on technical and organizational measures aimed at preventing or mitigating potential accidents, and on the projected impacts of external disruptions on the technological processes of consumers or generation facilities.

Materials and Methods: The report is based on theoretical methods (analysis of regulations, corporate standards, and statistics on external power outages affecting large enterprises, and emergency modeling using RastrWin) and empirical research (an experiment).

Results: A potential emergency scenario and the forecasted threats to the normal operational capability of facilities within Russia's Unified Energy System were identified. The timeframes for timely response and decision-making by personnel, as well as the coordination protocols among the emergency training participants, were determined.

Conclusions: The proposed scenario of a potential emergency situation for conducting the emergency-response training with the joint participation of personnel of the System Operator of the Unified Energy System, electricity generation facilities, and large industrial enterprises is practically relevant. It enables proactive personnel training for the specified scenario, establishing clear timeframes and action plans to maintain the power system operating regime of the Unified Energy System.

Key words: outage of large power consumers; disruption of the technological process at large industrial enterprises; maintaining the power system operating regime; emergency-response training; work with personnel at electric power facilities.

I. ВВЕДЕНИЕ

Противоаварийные тренировки являются одной из ключевых форм работы с диспетчерским, оперативным и оперативно-ремонтным персоналом. Данная форма работы обеспечивает поддержание профессионального и образовательного уровня персонала на соответствующем уровне, необходимом для выполнения им производственных функций.

С целью своевременной и качественной подготовки персонала АО «СО ЕЭС», объектов генерации и крупных предприятий, к возможному аварийному событию рассматриваемого в настоящем докладе, рекомендуется проводить общесистемные, направленные для отработки действий и навыков в случаях, когда авария предполагает возникновение технологических нарушений в работе или необходимость совершения действий по предотвращению развития и ликвидации нормального режима на объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках, расположенных в операционной зоне одного диспетчерского центра [3].

II. НЕФТЕГАЗОВЫЕ И НЕФТЕХИМИЧЕСКИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

Нефтегазовые и нефтехимические предприятия Российской Федерации являются одним из основных элементов экономики, на долю которых приходится более $\frac{1}{4}$ объема производства промышленной продукции, пользующейся спросом не только на внутреннем рынке, но и за рубежом.

Предприятия являются сложным комплексом взаимосвязанных технологических процессов. Нарушение технологического режима приводит к тяжелым экономическим, социальным и экологическим последствиям. Одним из условий обеспечения нормального технологического режима, в рамках технологического регламента является надежное электроснабжение предприятий, как потребителя первой категории надежности электроснабжения.

Несколько нефтегазовых и нефтехимических предприятий, расположенных вблизи друг друга, могут сформировать единую технологическую цепь, взаимозависящих друг от друга процессов. Нарушение

технологического режима одного из элементов данной цепи может привести к последовательному нарушению технологического режима предшествующих или последующих элементов. Например, технологическая цепь: «Линейная производственно-диспетчерская станция» (ЛПДС) - «Нефтеперерабатывающий завод» (НПЗ) - «Нефтехимический завод» (НХЗ), расположенные вблизи друг друга является типовым проектным решением при вопросе размещения профильного производства. Ключевым, связывающим элементом данной цепочки является НПЗ, так как его работа напрямую влияет на работу ЛПДС, одной из задач которой является перекачка нефти из магистрального нефтепровода в резервуарный парк НПЗ, а также влияет на работу НХЗ, который в свою очередь является потребителем сырья, полученного в результате нефтепереработки.

Нарушение технологического режима нефтегазовых и нефтехимических предприятий, как крупного потребителя электрической энергии, представляет из себя источник опасности не только для технологически взаимосвязанных предприятий, но и для энергетической системы. В ряде случаев, при внешнем воздействии на технологический процесс, потребуется частичная или полная остановка работы предприятия. В случае аварийной частичной остановки работы предприятия – ряд технологических установок останавливаются, ряд технологических процессов переводится на режим циркуляции, в работе остаются электроприемники, необходимые для поддержания работоспособности собственных нужд предприятия, а также электроприемники участвующие в поддержании режима циркуляции обрабатываемых веществ на технологических объектах. При аварийной полной остановке работы предприятия – происходит аварийный останов технологических установок и процессов, в работе остаются только электроприемники, необходимые для поддержания работоспособности собственных нужд предприятия. Вследствие частичной или полной остановки работы предприятия, в энергетической системе возникает избыток мощности, который может привести к повышению частоты в энергосистеме.

Аналогичный сценарий, связанный с нарушением технологического режима работы объекта генерации, вследствие внешнего воздействия, может привести к нарушению электроснабжения крупного предприятия, а также оказать воздействие на энергосистему, например снижение частоты в энергосистеме, вследствие недостатка генерируемой активной мощности или потеря генерируемой мощности из-за отключения электростанции [4].

При проведении анализа статистических данных по внешнему нарушению электроснабжения крупного НПЗ (участник эксперимента в соответствии с разделом IV настоящего доклада), было установлено, что небольшое отклонение в качестве и надежности электроснабжения предприятия, приводит к нарушению технологического режима с последующими финансовыми убытками при проведении работ по нормализации технологического режима и достижению запланированных к выполнению целевых показателей.

Стоит обратить внимание на то, что при каждом нарушении внешнего электроснабжения (например, при снижении напряжения в энергосистеме) – потребитель ищет способы минимизации рисков при повторении аналогичного события, путем введения в работу нового оборудования или перенастройки технологических защит (в рамках допустимых корректировок).

Таблица I. ИНФОРМАЦИЯ О СНИЖЕНИИ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ И ПОСЛЕДСТВИЯХ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

№ п/п	U, кВ	$\Delta t_{п}$, сек	$\delta U_{п}$	Кол-во ТУ с нарушением ТП
1	110	0,050	15%	1
2	110	0,600	20%	2
3	110	0,120	28%	7
4	110	0,370	35%	10
5	110	0,200	56%	34
6	110	0,150	58%	3
7	110	0,125	68%	8

III. ИСХОДНАЯ СХЕМА И УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ ТРЕНИРОВКИ

С целью качественного проведения теоретической, практической и эмоционально-психологической подготовки персонала к возможной аварийной ситуации, связанной с аварийным отключением мощного потребителя (крупного предприятия) или объекта генерации, в результате внешнего воздействия на технологический процесс, необходимо рассматривать два основных сценария противоаварийной тренировки:

- Аварийное отключение одного (или нескольких) мощных потребителей, в результате внешнего воздействия на технологический процесс. При данном сценарии особое внимание уделяется времени реагирования и порядку действий персонала объектов генерации и АО «СО ЕЭС»;
- Аварийное отключение одного (или нескольких) объектов генерации, в результате внешнего воздействия на технологический процесс. При

данном сценарии особое внимание уделяется времени реагирования и порядку действий персонала крупного предприятия и АО «СО ЕЭС» [1] [2].

Дополнительным условием для проведения противоаварийной тренировки будет считаться время от момента оповещения персонала о начале внешнего воздействия на технологический процесс мощного потребителя (крупного потребителя) или объекта генерации, до момента наступления аварийной ситуации (период времени, в который происходит аварийное отключение одного (или нескольких) мощных потребителей или объектов генерации). Временными промежутками для проведения противоаварийной тренировки можно считать следующие интервалы:

- Мгновенное событие, т.е. время от момента оповещения персонала о начале внешнего воздействия на технологический процесс мощного потребителя (крупного потребителя) или объект генерации, до момента наступления аварийной ситуации – 0 минут;
- Событие с выдержкой времени, т.е. время от момента оповещения персонала о начале внешнего воздействия на технологический процесс мощного потребителя (крупного потребителя) или объект генерации, до момента наступления аварийной ситуации – от 1 до 5 минут.

Для обеспечения контроля проведения противоаварийной тренировки, объективной оценки действий персонала и принятых решений, необходимо у каждого участника тренировки определить и назначить: посредников, контролирующих лиц и участников.

Инициатором и руководителем противоаварийной тренировки, рекомендуется назначать представителя АО «СО ЕЭС».

Оценка правильности действий и принятых решений участниками противоаварийной тренировки должно производиться в соответствии со стандартами организаций — участников противоаварийной тренировки. Подведение итогов противоаварийной тренировки должно проводиться в очном формате или при помощи средств конференц-связи. Все действия и принятые решения участниками тренировок должны обсуждаться последовательно, чтобы сформировалось коллективное понимание порядка действий, способных минимизировать или исключить риск возникновения большей по масштабу аварийной ситуации, оказать влияние на принятые решения другого участника тренировки (например, при условии аварийного отключения мощного потребителя (крупного потребителя), порядок доклада будет следующий: мощный потребитель – объект генерации – АО «СО ЕЭС»). Результат проведения противоаварийной тренировки должен быть оформлен в форме соответствующего протокола и быть утвержден руководителем противоаварийной тренировки.

IV. ЭКСПЕРТИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

С целью определения эффекта от практического применения темы настоящего доклада, был проведен эксперимент с участием диспетчера и оперативного

персонала крупного НПЗ. Вводное условие эксперимента: аварийное отключение одного из объектов генерации, являющегося одним из источников электроснабжения предприятия, в результате внешнего воздействия на технологический процесс. Временной промежуток (в соответствии разделом III настоящего доклада) для проведения эксперимента: мгновенное событие (0 минут), событие с выдержкой времени (1 минута, 5 минут).

Эксперимент №1 с выдержкой времени «0 минута» представлял из себя противоаварийную тренировку на тему «Действия оперативного персонала при отключении внешнего источника (источник №1) электроснабжения предприятия». Результатом эксперимента явились действия персонала, представляющие из себя анализ ситуации, выбор стратегии действий и разработка плана мероприятий по обеспечению надежного электроснабжения технологических объектов от оставшегося внешнего источника (источник №2) электроснабжения предприятия, с целью вывода предприятия на нормальный технологический режим.

Эксперимент №2 с выдержкой времени «1 минута» представлял из себя противоаварийную тренировку на тему «Действия диспетчера и оперативного персонала при возможном отключении внешнего источника электроснабжения предприятия в течение 1 минуты». Дополнительным результатом эксперимента (с учетом результата эксперимента №1) явилась возможность оповещения диспетчером – технологического персонала предприятия о предстоящем нарушении электроснабжения, оперативный персонал успел осуществить перевод одной из главных понизительных подстанций от второго источника внешнего электроснабжения (источник №2).

Эксперимент №3 с выдержкой времени «5 минут» представлял из себя противоаварийную тренировку на тему «Действия диспетчера и оперативного персонала при возможном отключении внешнего источника электроснабжения предприятия в течение 5 минут». Дополнительным результатом эксперимента (с учетом результатов экспериментов №1 и №2) явилась возможность оперативного персонала осуществить перевод ряда (ключевых) главных понизительных подстанций от второго источника внешнего электроснабжения (источник №2).

Возможные действия и решения персонала объекта генерации и персонала АО «СО ЕЭС» в настоящем докладе не рассматриваются, и являются вопросом для дальнейшей проработки.

V. РЕЗУЛЬТАТЫ

Исходя из представленных материалов и проведенного эксперимента с участием персонала крупного предприятия можно сделать следующие выводы:

1) Отработка совместных действий между персоналом АО «СО ЕЭС», персоналом объектов генерации и крупных предприятий позволяет детально исследовать взаимозависимость протекающих технологических процессов и оценить их влияние на режим работы последующих элементов энергосистемы.

2) Тренировка действий по раннему предупреждению о возможном нарушении электроснабжения или электропотребления способствует снижению вероятности развития аварийных ситуаций и масштабов их последствий. Так, потребитель, своевременно получивший информацию об ожидаемом нарушении электроснабжения, может заблаговременно снизить нагрузку на технологические объекты и перевести ряд главных понизительных подстанций на питание от второго источника, что позволяет сохранить допустимый технологический режим или избежать развития аварийного процесса.

3) Взаимодействие, формируемое и отрабатываемое в ходе противоаварийных тренировок, обеспечивает участникам тренировки более глубокое понимание особенностей технологических процессов, а также позволяет оценить уровень подготовки и квалификации персонала, работающего в составе единой энергосистемы. Это создаёт предпосылки для повышения согласованности действий и надёжности функционирования энергообъектов при возникновении нештатных ситуаций.

Список литературы

- [1] Об утверждении правил расследования причин аварий в электроэнергетике и инцидентов в электроэнергетике : постановление Правительства РФ от 29.09.2025 № 1489 // Собрание законодательства РФ. – 06.10.2025. – № 40. – Ст. 5845.
- [2] Об утверждении порядка передачи оперативной информации об авариях в электроэнергетике и инцидентах в электроэнергетике, форм актов по результатам расследования причин аварий и инцидентов в электроэнергетике и требований к их заполнению, форм отчетов об авариях и инцидентах в электроэнергетике и требований к их заполнению и о внесении изменений в Приказ Минэнерго России от 2 марта 2010 г. №90. – Доступ из справ.-правовой системы КонсультантПлюс. – Текст: электронный.
- [3] СТО 59012820.27.010.003-2021. Стандарт. Правила проведения противоаварийных тренировок с диспетчерским персоналом АО «СО ЕЭС» – URL: https://www.soups.ru/fileadmin/files/laws/standards/sto_pat_2021.pdf (дата обращения: 07.11.2025). – Текст: электронный.
- [4] СО 153-34.12.203. Перечень тем противоаварийных тренировок оперативного персонала ТЭС – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200066394> (дата обращения: 08.11.2025). – Текст: электронный.

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗНАЧЕНИЙ ПОТРЕБЛЕНИЯ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПРИВЕДЕННЫХ К ЗАДАНЫМ ТЕМПЕРАТУРНЫМ УСЛОВИЯМ

Едакин К.И.^{1,2}, Васильев А.С.²

¹АО «Системный оператор Единой энергетической системы»

² ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

¹Новосибирск, ²Томск, Россия

e-mail: vasilevas@tpu.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Для выполнения оценки балансовой надежности выполняется предварительное приведение потребления активной мощности к заданной температуре. Применяемая в филиалах Системного оператора методика имеет погрешность приведения мощности к заданной температуре, обусловленную отсутствием учета динамической зависимости потребляемой активной мощности от температуры, в частности длительности воздействия сверхвысоких (сверхнизких) температур. Это создаёт риск искажения прогноза и, как следствие, может привести к формированию неоптимальной схемы и программы развития энергосистем. Осуществляется разработка методики, учитывающей указанную зависимость потребления мощности от температуры.

Материалы и методы: Использовались кубическая сплайн-интерполяция для восстановления пропущенных данных; преобразование Фурье для фильтрации; линейная, экспоненциальная и параболическая регрессии и метод наименьших квадратов; дифференциальные исчисления, численный метод Эйлера для решения обыкновенных дифференциальных уравнений. Разработка программы выполняется с применением библиотек Math.NET Numerics и ALGLIB для математических операций, а для выполнения интерфейса используется библиотека Windows Forms.

Результаты: В данной работе определен функционал программного обеспечения, позволяющего определять статические зависимости потребления активной мощности от температуры, а также параметры динамической модели потребления активной мощности от температуры для периодов сверхнизких температур.

Выводы: Предложена методика использования динамической модели расчета потребления мощности от температуры наружного воздуха. Найдены основные факторы, препятствующие построению статических зависимостей.

Ключевые слова: прогнозирование, потребление, температура, энергосистема, динамическая зависимость.

SOFTWARE FOR GENERATING ACTIVE POWER CONSUMPTION VALUES REDUCE TO GIVEN TEMPERATURE CONDITIONS

Edakin Konstantin^{1,2}, Vasiliev Alexey²

¹System Operator of the United Power System, ²National Research Tomsk Polytechnic University

¹Novosibirsk, ²Tomsk, Russia

e-mail: vasilevas@tpu.ru

Abstract

Background: To assess balance reliability, active power consumption is preliminarily converted to a given temperature. The methodology used by the System Operator's branches has an error in converting power to a given temperature due to the failure to account for the dynamic dependence of consumed active power on temperature, in particular the duration of exposure to extremely high (ultra-low) temperatures. This creates a risk of forecast distortion and, as a consequence, may lead to the creation of a suboptimal design and development program for power systems. A methodology is being developed that takes into account this dependence of power consumption on temperature.

Materials and methods: Cubic spline interpolation; Fourier transform; linear, exponential, and parabolic regression; the least-squares method; differential calculus; and the Euler numerical method for solving ordinary differential equations.

Results: This study obtained static dependencies divided into three sections, as well as the parameters of a dynamic model of active power consumption on temperature for periods of extremely low temperatures.

Conclusions: A methodology for using a dynamic model to calculate power consumption based on outdoor air temperature is proposed. The main factors preventing the construction of static dependencies are identified.

Key words: forecast, consumption, temperature, power system, dynamic dependence.

I. ВВЕДЕНИЕ

При оценке балансовой надежности и выявления перспективных «узких» мест в энергосистеме, а также при планировании мероприятий, необходимых для устранения дефицитов мощности, требуется информация о величине прогнозного потребления мощности [1]. Одним из наиболее значимых факторов, определяющих потребляемую мощность является температура наружного воздуха [2, 3]. При помощи коэффициентов влияния выполняется приведение потребления активной мощности к заданной температуре.

Данная методика имеет погрешность приведения мощности к среднемесячной температуре, обусловленную отсутствием учета динамической зависимости потребляемой активной мощности от температуры, в частности длительности непрерывного воздействия сверхвысоких (сверхнизких) температур [4].

Практика показывает, что переходный процесс изменения мощности в зависимости от температуры наружного воздуха завершается примерно за 3–5 дней, поэтому получение точных параметров динамической модели требует использования почасовых значений потребления и температуры.

II. АРХИТЕКТУРА И ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ РАЗРАБАТЫВАЕМОГО ПО

Архитектура программы показана на рис. 1

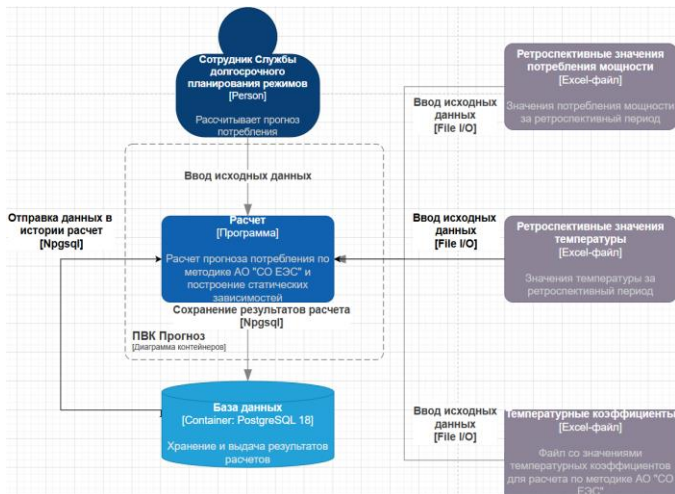


Рис. 1. Второй уровень C4-модели (Containers)

Функциональные возможности: расчет и вывод графика потребления мощности, выбор между методикой АО «СО

ЕЭС» и методикой, предложенной в данной работе, сохранение CSV-файла с исходными и рассчитанными данными.

III. АЛГОРИТМЫ ФОРМИРОВАНИЯ СТАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПОТРЕБЛЕНИЯ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Выявление точной статистической зависимости потребления активной мощности от температуры наружного воздуха затруднительно наличием разброса данных, в частности из-за суточного изменения потребления. Исключение влияния суточного изменения нагрузки выполняется с применением преобразования Фурье. Базовая составляющая изменения мощности по суточному графику определяется на заданном временном промежутке и вычитается из данных потребления.

По отфильтрованным данным методом регрессии по критерию минимума среднеквадратического отклонения построена ретроспективная зависимость, разделенная на 3 участка: экспоненциальный (периоды низких температур), линейный и параболический (периоды высоких температур). На рис. 3,а показан пример полученной характеристики за 2023 год совместно графиками среднемесячных циклических суточных изменений температуры и потребления мощности. Ввиду изменения потребления от года к году целесообразно выполнять построение статической зависимости не отдельно для каждого года, а для определенных периодов. Пример характеристик, построенных на интервале октябрь–март показан на рис. 3,б.

На территории Иркутско-Черемховского района отмечается постепенный рост нагрузки из года в год на 4–5% (рис. 2).

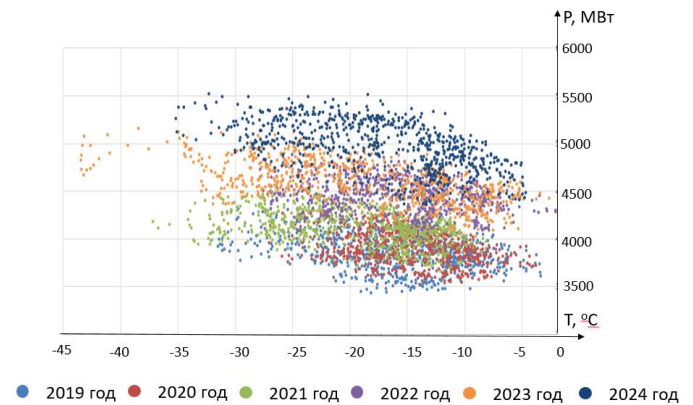


Рис. 2. Точечная диаграмма связи потребляемой мощности Иркутско-Черемховского района в Январях на период 2019–2024 годов

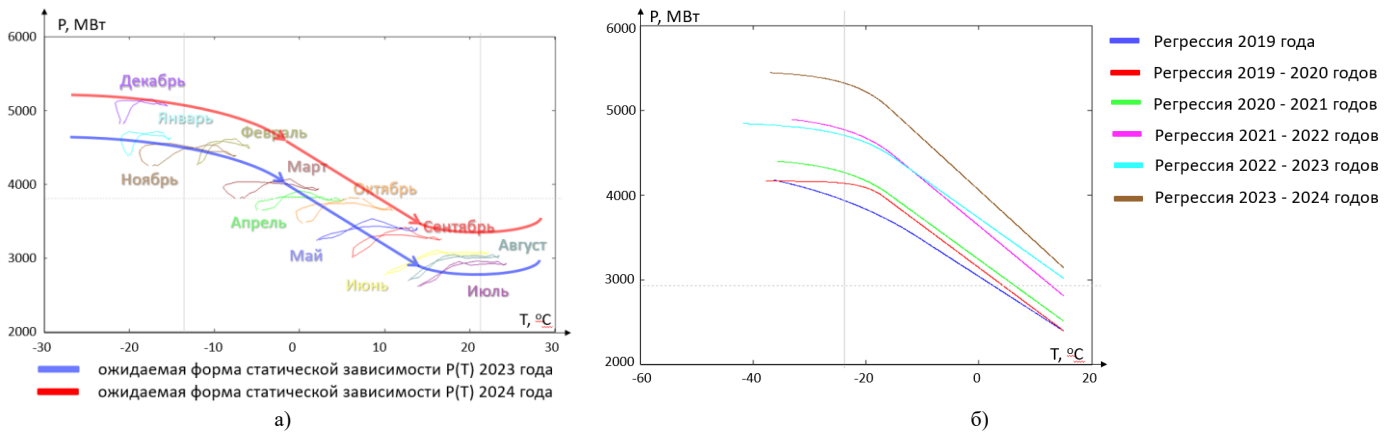


Рис. 3. Графики статической зависимости Иркутско-Черемховского района. а) Среднестатистический график изменения мощности и температуры внутри суток на все месяцы 2023 года, б) Графики регрессии за все года после преобразования Фурье

По рис. 3,а видно, что декабрь месяц отклоняется от линии регрессии, при этом среднемесячное циклическое суточное изменение температуры и потребления мощности практически полностью совпадает с январем того же года. Отклонение объясняется ростом потребления внутри года. В то же время, ожидаемый рост потребления в ноябре относительно января не наблюдается. Это создает погрешность аппроксимации, объясняющую по крайней мере одну из причин отклонения линии регрессии за 2022–2023 годы.

Исключение такой погрешности возможно путем исключения или коррекции данных электропотребления, однако исключение данных создаст методическую ошибку, а коррекция, вероятно, потребует тщательного учета состава потребителей.

IV. ДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Предложенная динамическая модель приведена на рис. 4. На входе фактическая температура складывается с базовым суточным графиком температуры (среднемесячным суточным изменением, описанным выше), а полученный результат умножается на нелинейный коэффициент приведения мощности к заданной температуре. Потом при помощи алгоритма поиска определяется находится ли температура в диапазоне сверхнизких. Если да, то данное изменение поступает в блок инерционный и безынерционный, моделирующий интенсивность реакции мощности на изменение температуры в динамике.

Фактическая температура – это значение, которое можно принять или как линию тренда, или как огибающую, или как скользящее среднее на интервале суток (половина суток вперед и половина назад). Коэффициент K берется из статической зависимости.

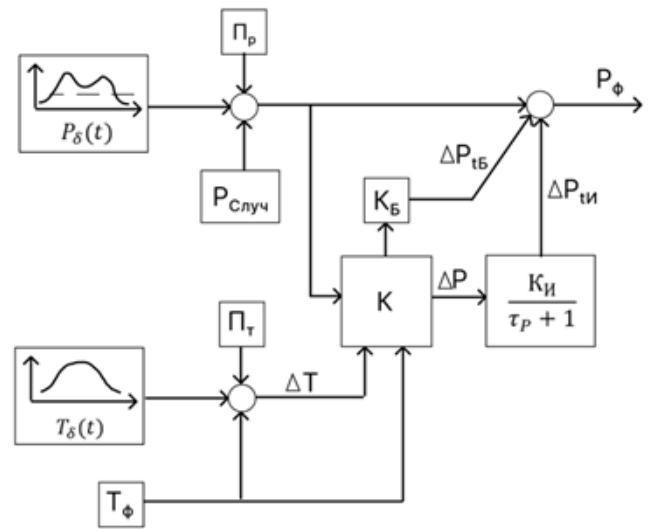


Рис. 4. Схема динамической модели

Наименования блоков из рис. 4:

P_p, P_T – помехи мощности, температуры;

T_ϕ, P_ϕ – фактические температура, мощность;

$P_{случ}$ – случайные отклонения мощности;

$P_\delta(t), T_\delta(t)$ – базовый суточный график изменения мощности, температуры;

$\Delta T, \Delta P$ – отклонения температуры, мощности от базового суточного графика изменения;

K – преобразование отклонения температуры ΔT в отклонение мощности ΔP ;

K_B – долевой коэффициент безынерционной составляющей изменения нагрузки;

K_I – долевой коэффициент инерционной составляющей изменения нагрузки;

ΔP_{tB} – составляющая изменения нагрузки от температуры безынерционного характера;

ΔP_{III} – составляющая изменения нагрузки от температуры инерционного характера;

τ_p – постоянная времени изменения мощности.

Параметры K_B , K_{II} и τ определяются по критерию минимума дисперсии с применением метода градиентного спуска. Для построения апериодического сигнала (инерционный блок) реакции потребляемой мощности на изменение температуры использовалась формула (1), получаемая путем численного решения дифференциального уравнения:

$$P_{i+1} = K_{II} \cdot \frac{h}{\tau} \cdot T_{i+1} + P_i \left(1 - \frac{h}{\tau}\right) \quad (1)$$

где K_{II} – коэффициент инерции, h – шаг интегрирования, τ – постоянная времени, P_{i+1} и T_{i+1} – значения потребления мощности и температуры в следующей точке, P_i – значение мощности на этой точке. На рис. 5 показана аппроксимация апериодическим сигналом диапазона сверхнизких температур на Декабрь 2020 года.

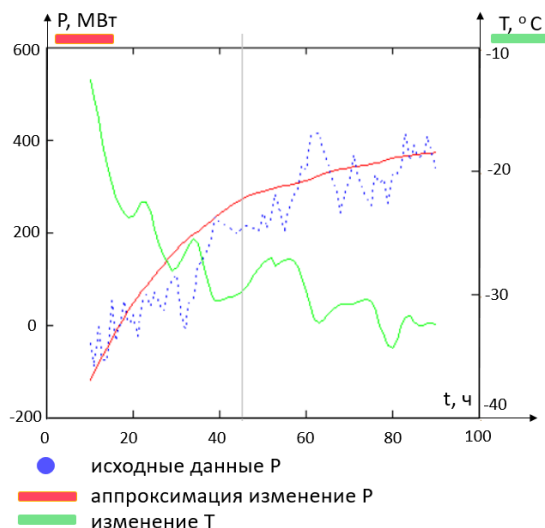


Рис. 5. Аппроксимация периода сверхнизких температур

Таблица со всеми параметрами динамической модели показана в таблице 1.

Таблица 1. ПАРАМЕТРЫ ДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Постоянная времени τ , час	11	9	18	22	3	79
Шаг интегрирования, деленный на постоянную времени	0,091	0,11	0,055	0,045	0,35	0,0127
Нижняя граница T , °C	-24,76	-33	-27,7	-27,14	-24,52	-29,33
Верхняя граница T , °C	-28,7	-36,36	-34,3	-33,05	-28,95	-36,94
Коэффициент инерции	-8,4	-11,1	-10,9	-12,4	-9,1	-16,8
Изменение мощности, деленное на изменение температуры на статической характеристики, МВт/°C	25,48	26,5	9,7	5,55	15,35	10,35

Среди полученных результатов последние три из таблицы 1 имеют сильные отклонения значения постоянной времени. Это может говорить либо о не учёте важных факторов в модели, либо реально существующих изменениях динамики реакции мощности на температуру.

V. РЕЗУЛЬТАТЫ

В данном исследовании получены статические зависимости, разделенные на 3 участка, а также параметры динамической модели потребления активной мощности от температуры для периодов сверхнизких температур. Факторы, влияющие на построение статических зависимостей: суточное изменение потребления, постепенный рост нагрузки внутри года и между годами.

Список литературы

[1] Постановление Правительства от 30 декабря 2022 г. N 2556 Об утверждении правил разработки и утверждения документов

перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов правительства российской федерации // Системный оператор Единой энергетической системы URL: <https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/laws/regulations/reg2556-301222.pdf> (дата обращения: 12.12.2024).

[2] Влияние метеорологических факторов на электропотребление // StudFiles URL: <https://studfile.net/preview/1190591/page/7/> (дата обращения: 04.05.25).

[3] Влияние температуры окружающей среды на электропотребление большого города // Электронный научно-практический журнал «Современные научные исследования и инновации» URL: <https://web.snauka.ru/issues/2015/02/46815> (дата обращения: 07.05.25).

[4] Определение влияния температуры наружного воздуха на потребление мощности. Пояснительная записка // Системный оператор Единой энергетической системы URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/ups_develop/2024/procedure_determinin_g_influence_temperatur_24.pdf (дата обращения: 28.11.2024).

ИССЛЕДОВАНИЕ СПОСОБОВ ГЕНЕРАЦИИ ИСКУССТВЕННЫХ ДАННЫХ И ОТБОРА ЗНАЧИМЫХ ПРИЗНАКОВ ПРИ ОБУЧЕНИИ НЕЙРОСЕТЕЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ ДОПУСТИМЫХ ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Казначеев Н. Л., Прохоров А. В., Шлапак М. Р.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Томск, Россия
e-mail: nlk4@tpu.ru

Аннотация

Состояние вопроса: В настоящее время расчет допустимых перетоков (ДП) активной мощности в контролируемых сечениях электроэнергетических систем выполняется с использованием итерационных методов, характеризующихся значимыми временными затратами. Ранее было предложено применение искусственных нейронных сетей (ИНС), в качестве регрессионных моделей, описывающих зависимости между МДП и влияющими на них факторами. В данной работе выполнено исследование особенностей обучения таких моделей.

Материалы и методы: В исследовании применены методы машинного обучения, в качестве инструментов – ПК «RastrWin3», редактор кода Visual Studio Code, библиотеки NumPy, pandas, TensorFlow, Keras на языке Python и система управления версиями данных DVC.

Результаты: Исследованы различные способы генерации искусственных данных для обучения ИНС, позволяющих выполнять оценку ДП. Показано, что при выполнении L-1 регуляризации в условиях недостаточной информативности данных, описывающих область существования электроэнергетического режима, часть значимых признаков может отбрасываться, что требует принудительного добавления во входной слой ИНС факторов, влияющих на ДП.

Выводы: Принудительный учёт во входном слое реактивной мощности влияющих генераторов, а также генерация искусственных данных с использованием статистических данных о диапазонах изменения параметров электроэнергетического режима в течение каждого часа суток, позволяют существенно повысить точность ИНС для оценки МДП.

Ключевые слова: система мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ), искусственная нейронная сеть (ИНС), время расчета МДП, генерация искусственных данных.

RESEARCH OF SYNTHETIC DATA GENERATION AND FEATURE SELECTION METHODS WHILE TRAINING NEURAL NETWORK FOR ESTIMATION OF TOTAL TRANSFER CAPABILITY LIMITS

Nikolai Kaznacheev, Anton Prokhorov, Mixail Shlapak

National Research Tomsk Polytechnic University
Tomsk, Russia
e-mail: nlk4@tpu.ru

Abstract

Background: At present, total transfer capability limits in monitored transmission corridors of electric power systems are calculated using iterative methods, which are characterized by considerable computational time. The use of artificial neural networks (ANNs) as regression models describing the relationships between total transfer capability limits and the influencing factors has previously been proposed. This study investigates specific aspects of training such models.

Materials and Methods: The study employs machine learning methods implemented using the RastrWin3 software package, the Visual Studio Code editor, the Python libraries NumPy, pandas, TensorFlow and Keras, and the DVC data version control system.

Results: Various approaches to synthetic data generation for training ANNs that estimate active power transfer limits are investigated. It is shown that when L1 regularization is applied under conditions of insufficient informativeness of the data describing the feasible operating region of the power system, some relevant features may be discarded, which necessitates the forced inclusion in the ANN input layer of factors influencing total transfer capability limits.

Conclusions: Explicit inclusion in the input layer of the reactive power of influential generators, together with synthetic data generation based on statistical information on the ranges of variation of power system operating parameters for each hour of the day, makes it possible to significantly improve the accuracy of ANN-based transfer limits estimation.

Key words: stability margin monitoring system, artificial neural network (ANN), transfer limit estimation time, synthetic data generation.

I. ВВЕДЕНИЕ

Расчёт максимально допустимых перетоков активной мощности (МДП) является одной из ключевых задач оперативно-диспетчерского управления электроэнергетической системой. Результаты расчёта допустимых перетоков используются как при управлении, так и при планировании режимов. В настоящее время оценка МДП выполняется с использованием итерационных методов расчета [1], что приводит к значительным временным затратам и может накладывать ограничения при реализации отдельных деловых процессов.

Ранее в [2] было предложено использование искусственных нейронных сетей в качестве модели для ускоренных расчётов максимально допустимых перетоков активной мощности. Продемонстрированы высокая скорость расчётов и приемлемая точность оценки МДП. Однако результаты были получены при некоторых допущениях. В частности, для уменьшения сложности модели за счет исключения коррелирующих признаков в составе входных данных ИНС не использовались реактивные мощности генераторов электростанций. Кроме того, тестирование ИНС производилось для режимов с неизменной топологией и постоянным составом генерирующего оборудования. В то же время изменение топологии сети влияет на физические взаимосвязи между входными и выходными параметрами модели. Это приводит к тому, что одним и тем же значениям входных факторов (параметров электроэнергетического режима) ИНС, обученной для базовой топологии, могут соответствовать различные значения выходных параметров (допустимых перетоков) при тестировании ИНС.

В качестве дальнейшего развития результатов [2] авторами было исследовано влияние на точность оценки МДП с помощью ИНС, таких решений, как учёт реактивной мощности генераторов электростанций во входном слое ИНС и обучение ИНС на режимах, сгенерированных с использованием расчетных моделей и статистических диапазонов изменения параметров режима в каждом часе операционных суток X . Тестирование ИНС с измененным составом входных признаков выполнено с использованием данных о параметрах электроэнергетических режимов при различных топологиях и составе генерирующего оборудования за сутки $X+1$, что позволило более объективно оценить адекватность модели и определить направления дальнейших исследований.

II. ВЫБОР АРХИТЕКТУРЫ И ОБУЧЕНИЕ ИНС

В [2] использовалась ИНС на основе радиальных базисных функций (RBFN). В работе отмечена проблема дефицита ретроспективной информации, для решения которой выполнена искусственная генерация данных, что позволило обучить модель на примерах схемно-режимных ситуаций, соответствующих более широкой области существования режимов работы ЭЭС.

Выбор архитектуры ИНС определяет способ аппроксимации взаимосвязей между входными и выходными переменными. Многослойный перцептрон, в отличие от RBFN, способен выявлять и моделировать более сложные нелинейные зависимости. Поэтому для получения результатов, представленных далее, была выбрана архитектура MLP.

Исследование выполнено с использованием специально разработанного программного обеспечения (ПО), автоматизирующего процесс обучения ИНС на основе расчетных моделей установившихся режимов ЭЭС для последующей оценки МДП. Основные этапы работы ПО представлены на рис. 1. Набор данных для обучения формируется путём модификации файла расчетной модели СМЗУ, принимаемого в качестве базового. В рамках данного исследования выборка, состоящая из 50 000 примеров, сформирована путем случайного изменения величин генерации и потребления активной и реактивной мощности в узлах расчетной модели внутри диапазонов, определенных на основе статистических данных о ретроспективных режимах работы энергосистемы за двух и двадцатичетырехчасовой временной интервал (этап 1 «synthetic data generation» на рис. 1). Сгенерированный набор делится в следующей пропорции: 35 000 режимов используются для обучения ИНС, 10 000 – для валидации, 5 000 – для тестирования.

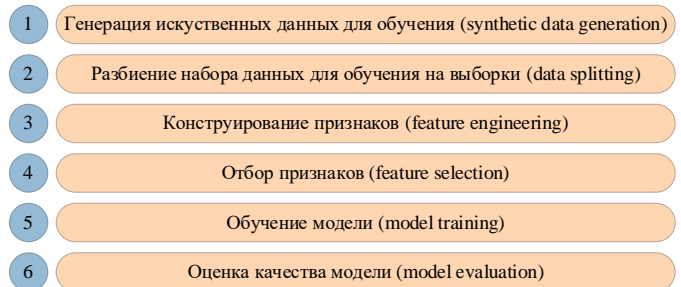


Рис. 1. Алгоритм генерации режимов и обучения ИНС

В [2] для исключения проблемы мультиколлинеарности во входной слой ИНС включались только реактивные мощности нагрузки, а реактивные мощности генерации не использовались, так как считались коррелирующими с ними, а также с загрузкой генераторов по активной мощности. В рамках данного исследования рассмотрено альтернативное решение – для формирования входного слоя ИНС с помощью алгоритма lasso-регрессии отбираются инъекции мощностей в узлах энергосистемы – разности генерации и потребления активной и реактивной мощностей, значимые с точки зрения влияния на допустимые перетоки (рис. 2). Такой подход позволяет сократить размерность ИНС даже при учёте дополнительного влияющего фактора – генерации реактивной мощности. Чем меньше входных параметров, тем меньше размерность ИНС, время обучения, зависимость от качества данных. Однако избыточное сокращение состава входных признаков может приводить к ухудшению обобщающей способности ИНС.

Количество отобранных инъекций во входном слое нейронной сети определяется коэффициентом L1-регуляризации, значение которого подбирается при обучении модели из диапазона [0;1]. Чем больше значение коэффициента, тем выше эффект регуляризации. И так как влияние параметров узлов энергосистемы на пропускную способность отдельно взятого КС различается, то наименее значимые признаки в процессе регуляризации будут автоматически отбрасываться (этап 4: feature selection).

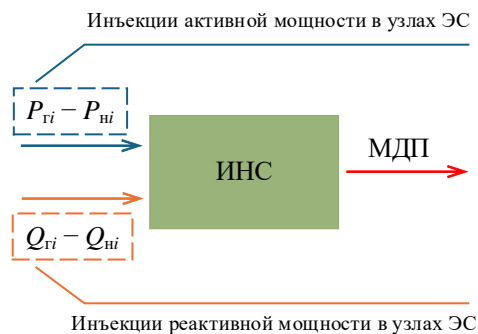


Рис. 2. Конфигурация ИНС

В качестве выходных параметров в модели используются значения максимально допустимого перетока без учёта противоаварийной автоматики по условию сохранения нормативного запаса по статической аperiodической устойчивости в нормальном режиме. Апробация модели выполнена на примере контролируемого сечения (КС) Братск – Иркутск.

III. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ НОВЫХ РЕШЕНИЙ НА ТОЧНОСТЬ ИНС

При управлении перетоком через КС назначается контрольный пункт (КП) по напряжению и средства регулирования напряжения (СРН), влияющие на напряжение в нем. Соответственно, реактивные мощности этих СРН определенно являются влияющими факторами, которые необходимо учитывать при формировании входного слоя ИНС и контролировать их включение в состав входного слоя после L1-регуляризации. Для КС Братск – Иркутск назначен КП по напряжению на ПС 500 кВ Иркутская. На напряжение в данном КП оказывает влияние изменение реактивной мощности генераторов следующих станций: Гусиноозёрская ГРЭС, Харанорская ГРЭС, Ново-Иркутская ТЭЦ, Иркутская ТЭЦ-9, Иркутская ТЭЦ-10, Иркутская ТЭЦ-11, Иркутская ГЭС.

В рамках исследования был выполнен подбор гиперпараметров и последующее обучение ИНС для следующих вариантов конфигурации входного слоя ИНС и способов генерации данных для обучения:

- 1) Опыт 1 – один базовый режим, диапазоны изменения параметров режима получены для двухчасового интервала с неизменной топологией, принудительное включение реактивной мощности влияющих генераторов во входной слой не выполняется;
- 2) Опыт 2 – один базовый режим, диапазоны изменения параметров режима получены для двухчасового интервала с неизменной топологией, выполнено принудительное включение реактивной мощности влияющих генераторов во входной слой;

- 3) Опыт 3 – 24 базовых режима, диапазоны изменения параметров режима получены за каждый час, в котором назначен базовый режим, принудительное включение реактивной мощности влияющих генераторов во входной слой не выполняется;
- 4) Опыт 4 – 24 базовых режима, диапазоны изменения параметров режима получены за каждый час, в котором назначен базовый режим, выполнено принудительное включение реактивной мощности влияющих генераторов во входной слой.

Подбор гиперпараметров был выполнен путем случайного поиска с ранжированием 100 комбинаций значений. Подобранные гиперпараметры представлены в таблице I.

Таблица I. ПОДОБРАННЫЕ ГИПЕРПАРАМЕТРЫ

Гиперпараметры	№ опыта			
	1	2	3	4
Коэффициент регуляризации L1-	0,1			
Начальная скорость обучения	0,001		0,01	0,005
Размер батча	128		512	128
Коэффициент регуляризации L2-	0,02			0,01
Количество нейронов в слое	[64, 64, 64]	[30, 10]	[64, 64, 64]	

Результаты оценки точности ИНС на реальных режимах за сутки X+1 представлены в таблице II, где положительное число – МДП выше значения, рассчитанного СМЗУ, а отрицательное – ниже.

Таблица II. МЕТРИКИ И ПАРАМЕТРЫ МОДЕЛЕЙ ИНС

Метрики и параметры ИНС	№ опыта			
	1	2	3	4
Количество признаков	113	132	235	257
MAE, МВт	35,70	38,48	21,69	17,45
Max absolute error, МВт	169,87	167,65	131,46	114,30
Min absolute error, МВт	-70,41	-75,56	-41,27	-44,77
MAPE, %	2,49	2,68	1,53	1,23
Max absolute percentage error, %	12,26	12,10	9,49	8,25
Min absolute percentage error, %	-4,69	-5,05	-2,90	-3,13

Увеличение числа признаков, отобранных при регуляризации, в опытах 3 и 4, связано с большей информативностью данных, сгенерированных в рамках диапазонов изменения параметров режима за каждый час суток X. Также можно видеть уменьшение метрик MAE и MAPE при принудительном добавлении во входной слой инъекций реактивных мощностей влияющих генераторов в опытах 3 и 4.

Использование расширенного диапазона исходных данных для обучения ИНС обеспечивает заметное снижение ошибок при оценке модели на реальных режимах (рис. 5–7). Это обусловлено тем, что генерация набора данных для обучения в расширенных статистических диапазонах за сутки X формирует искусственные режимы,

в которых распределения МДП и перетоков мощности существенно ближе соответствующим распределениям, наблюдаемым в реальных электроэнергетических режимах в сутки X+1 (рис. 3–4).

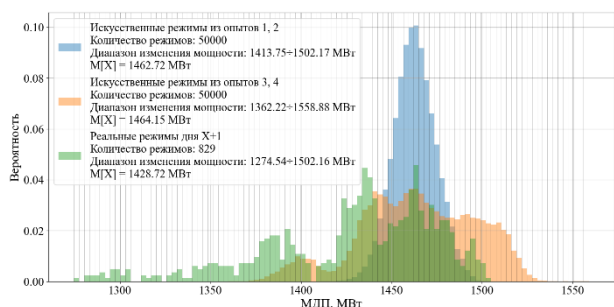


Рис. 3. Плотность распределения МДП в КС Братск – Иркутск

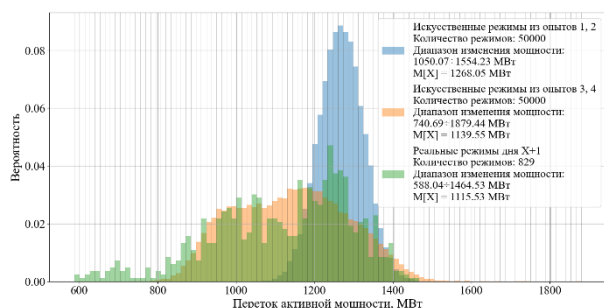


Рис. 4. Плотность распределения перетока активной мощности по КС Братск – Иркутск

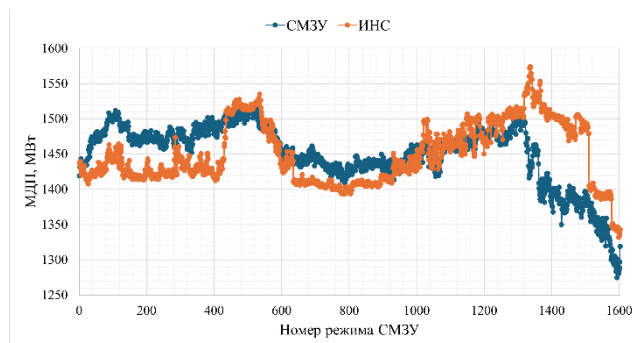


Рис. 5. Сравнение МДП СМЗУ и ИНС из опыта 2

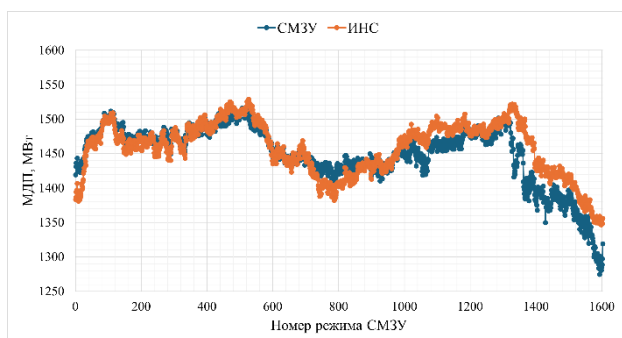


Рис. 6. Сравнение МДП СМЗУ и ИНС из опыта 4

Снижение погрешности ИНС в опыте 4 в сравнении с опытом 2 составило:

- средней абсолютной ошибки – на 21,03 МВт;
- максимальной абсолютной ошибки – на 53,35 МВт.

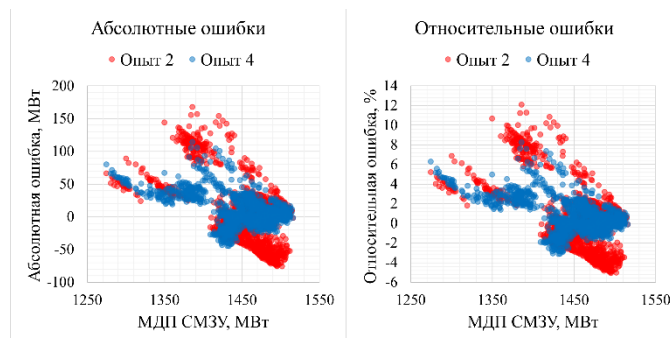


Рис. 7. Абсолютные и относительные ошибки ИНС из опытов 2 и 4

Несмотря на то, что наилучшие результаты, полученные для опыта 4, демонстрируют максимальную ошибку около 110 МВт, ее относительное значение составляет порядка 8%. При этом тренд изменения значений МДП оцененных с помощью ИНС, соответствует тренду реальных значений от СМЗУ, что указывает на удовлетворительную обобщающую способность модели и слабовыраженное влияние изменений топологии на результаты работы ИНС. Однако требуется дальнейший анализ факторов, влияющих на погрешность ИНС.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты исследования подтвердили, что принудительное добавление во входной слой ИНС реактивной мощности генераторов, оказывающих влияние на МДП КС, а также использование информации за каждый час операционных суток при генерации набора данных для обучения, позволяет обеспечить более высокую точность оценки допустимых перетоков в сравнении с моделью, ранее представленной в [2].

Принудительное задание влияющих факторов является возможным подходом, однако, на практике полная информация о всех влияющих факторах не всегда доступна. При недостаточном качестве исходного датасета lasso-регрессия может исключить часть релевантных признаков, что может привести к ухудшению точности модели. Поэтому в дальнейшем будут выполнены исследования способов ограничения размерности модели, обеспечивающих учет максимального количества влияющих факторов, а также улучшения качества набора данных для обучения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] Методические указания по устойчивости энергосистем. Утв. приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 277. – М., 2018. – 25 с.
- [2] Коныхов, А. В., Прохоров, А. В. Применение методов машинного обучения для сокращения времени расчета допустимых перетоков активной мощности // Электронная библиотека eLibrary [Электронный ресурс]. – 2023. – URL: <https://elibrary.ru>

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ВЕЛИЧИН ВЫНУЖДЕННОГО СНИЖЕНИЯ МОЩНОСТИ СЭС ПРИ ОГРАНИЧЕНИЯХ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Копцев И.О.¹, Пичугина Е.В.¹, Роголев М.Д.², Десятов А.В.², Прохоров А.В.²

¹Филиал АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Сибири»

²ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Томск, Россия

e-mail: antonprokhorov@tpu.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Согласно отчетам о фактических режимах работы возобновляемых источников энергии (ВИЭ), в отношении которых заключены договоры о предоставлении мощности (ДПМ ВИЭ) за 2025 год, в Единой энергетической системе (ЕЭС) России зафиксированы факты ограничения мощности ВИЭ. С учетом планируемого ввода новых мощностей к 2030 году, возможно увеличение числа и длительности ограничений в будущем. Ввод ограничений мощности ВИЭ приводит к снижению коэффициента использования их установленной мощности (КИУМ), что в итоге может привести к увеличению стоимости электроэнергии в дефицитных частях энергосистемы и к снижению экономической эффективности использования ВИЭ. Обзор зарубежного опыта показал, что в большинстве случаев при управлении выработкой ВИЭ, приоритетами, которыми руководствуются диспетчерские центры, являются – минимизация суммарного объема вводимых ограничений и недискриминационность подходов по отношению к участникам рынка электроэнергии. В то же время, несмотря на очевидную необходимость учета переменного характера выработки ВИЭ при вводе ограничений, недостаточно внимания уделяется автоматизации решения данной задачи.

Материалы и методы: Для выполнения вычислительных экспериментов использован программный комплекс RastrWin3, для решения задач оптимизации использован метод дифференциальной эволюции.

Результаты: Проведен сравнительный анализ методов ограничения мощности ВИЭ по критерию минимизации суммарного снижения выработки объектов ВИЭ.

Выводы: Анализ известных методов оценки величины вынужденного снижения мощности ВИЭ и вычислительные эксперименты подтверждают необходимость ввода ограничений в автоматическом режиме, при этом максимизация КИУМ ВИЭ может быть обеспечена при постановке задачи ввода ограничений, как задачи оптимизации, и решении ее в онлайн режиме.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, методы ограничения активной мощности, ликвидация перегрузок контролируемых сечений, коэффициент использования установленной мощности.

ADVANCEMENT OF METHODS FOR DETERMINING THE AMOUNT OF SOLAR POWER CURTAILMENT UNDER GRID CAPACITY CONSTRAINTS

Ilya Koptsev¹, Ekaterina Pichugina¹, Maksim Rogolev², Aleksey Desyatov², Anton Prokhorov²

¹JSC «SO UPS» «Interconnected dispatching office of the Energy Systems of Siberia»

²National Research Tomsk Polytechnic University

Tomsk, Russian Federation

e-mail: antonprokhorov@tpu.ru

Abstract

Background: According to reports on the operating modes of renewable energy sources (RES) for 2025 included in the capacity supply agreement in the Unified Energy System of Russia, cases of renewable energy power curtailment have been registered. Given the planned commissioning of new RES capacity in the Siberian Power System by 2030, both the number and duration of curtailments may increase in the future. The curtailment of RES leads to a decrease in the capacity factor of RES. These results lead to an increase in electricity production costs and a decrease in the economic efficiency of using RES. A review of foreign experience has shown the existence of various approaches to defining the volume of curtailments imposed on individual power plants. In most

cases, the priorities guided by dispatch centers are the minimization of the total volume of curtailments imposed and the non-discriminatory approach towards electricity market participants. At the same time, despite the obvious low efficiency of the prompt curtailment implementation in the conditions of variable renewable energy generation, insufficient attention is given to the automation of solving this task.

Materials and methods: The software suite RastrWin3 was utilized for conducting experiments, while the differential evolution method was employed for optimization tasks.

Results: Analysis of known methods for assessing the amount of forced renewable energy curtailment and computational experiments confirm the need for introducing constraints automatically, while maximizing the utilization factor of renewable energy sources can be achieved by formulating the constraint addition task as an optimization problem and solving it online.

Conclusions: The analysis results help compare how different methods of curtailment of RES can affect the RES capacity factor. This allows to see which curtailment method contributes the most to increasing the efficiency of renewable energy use.

Key words: renewable energy sources, renewable energy curtailment methods, grid decongestion, capacity factor.

1. ВВЕДЕНИЕ

При относительно небольшой доле возобновляемой генерации в Единой энергетической системе (ЕЭС) России, в некоторых схемно-режимных ситуациях вынуждено выдаются команды на разгрузку возобновляемых источников энергии (ВИЭ). На рис. 1 показаны объемы ограничений мощности за 2025 год.

Длительность ограничений солнечных электрических станций (СЭС) в Объединённой энергетической системе (ОЭС) Сибири составила 331 час, в том числе в энергосистемах (ЭС) Забайкальского края и республики Бурятия 308 часов с величиной максимального ограничения в 45,5 МВт [1].

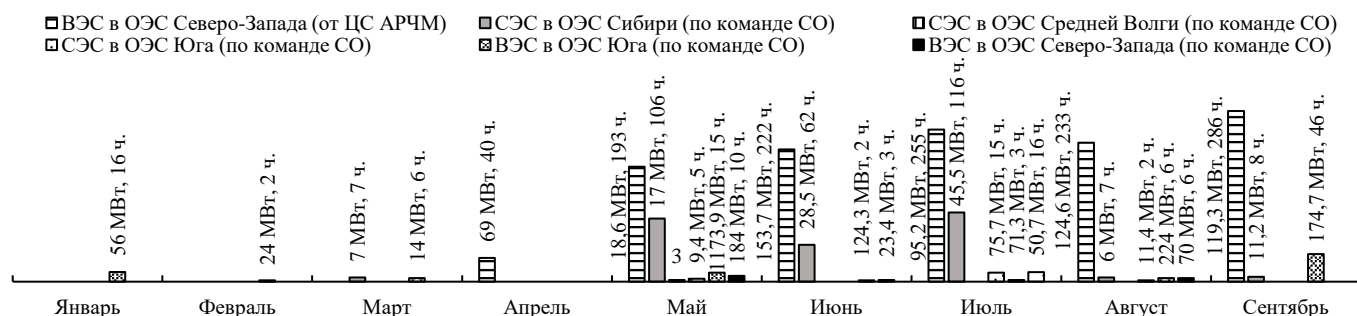


Рис. 1. Результаты ввода ограничений мощности ВИЭ в ЕЭС России за 2025 год

В период с апреля по август 2025 года в юго-восточной части (ЮВЧ) ОЭС Сибири были зафиксированы перегрузки в контролируемых сечениях (КС) общей длительностью 2183 минуты.

В соответствии с [2] к 2030 году в ЭС Забайкальского края и ЭС республики Бурятии планируется ввод СЭС

суммарной установленной мощностью около 1,0 ГВт. Реализация запланированного объема генерирующих мощностей ВИЭ приведёт к значительному изменению балансовой ситуации территориальных ЭС [2] (таблица 1).

Кроме того, в период паводка, при максимальной загрузке генерации Ангаро-Енисейского каскада возможно

Таблица 1. ИЗМЕНЕНИЕ БАЛАНСОВОЙ СИТУАЦИИ В ЮВЧ ОЭС СИБИРИ

Энергосистема	Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ЭС Забайкальского край	Максимум потребления, МВт	1490	1583	1762	1903	1930	1989	1994
	Мощность ТЭС, МВт	1593,8	1593,8	1593,8	1593,8	1593,8	2053,8	2053,8
	Мощность СЭС, МВт	160,0	496,8	767,8	938,4	1158,7	1158,7	1158,7
ЭС республики Бурятия	Максимум потребления, МВт	1266	1259	1386	1511	1517	1753	1758
	Мощность ТЭС, МВт	1428,8	1428,8	1428,8	1428,8	1493,8	1583,8	1583,8
	Мощность СЭС, МВт	217,0	217,0	217,0	217,0	217,0	217,0	217,0

увеличение сальдо-перетока в направлении из ОЭС Сибири. При этом снижение или ограничение перетока за счёт разгрузки гидроэлектростанций (ГЭС) в условиях повышенного водосброса может быть нежелательным, тогда как регулирование перетока за счёт генерации СЭС в таких условиях представляется более предпочтительным.

Таким образом задача разгрузки СЭС в автоматическом режиме от ЦС АРЧМ приобретает актуальность не только с точки зрения необходимости ограничения перетока в КС ЮВЧ ОЭС Сибири, но и в целях минимизации холостых водосбросов на ГЭС, участвующих в автоматическом регулировании и ограничении перетоков в КС системообразующей сети.

II. ОБЗОР МЕТОДОВ ОГРАНИЧЕНИЯ МОЩНОСТИ ВИЭ

В работах [3-5] выполнен анализ различных методов ввода ограничений мощности ВИЭ, основанных на принципах поддержания КИУМ и недискриминационности по отношению к участникам рынка электроэнергетики. Авторы выделяют в качестве наиболее эффективных следующие методы: пропорционального сокращения, равных сокращений, равных остатков и «кругового перебора».

Анализ указанных методов показал, что они не учитывают эффективность разгрузки КС при снижении мощности ВИЭ, что приводит к увеличению расходования резерва ВИЭ на разгрузку.

Авторами [6] разработана система онлайн расчета коэффициентов долевого участия (КДУ) РЭС, подключенных к АРЧМ, в текущей схемно-режимной ситуации, в том числе при решении задачи автоматического ограничения перетока. Посредством оптимизационных расчетов, в ходе которых в расчетной модели изменяется мощность РЭС, система определяет КДУ, при которых достигается цель регулирования (1).

$$f(P_{\text{ген}}) = \sum_{i=1}^N w_i \cdot f_i(P_{\text{ген}}) \quad (1)$$

где w_i – весовые коэффициенты, определяющие важность отдельных критериев; $f_i(P_{\text{ген}})$ – компоненты целевой функции; N – количество компонентов целевой функции.

В рамках данной работы интерес представляют следующие компоненты целевой функции:

Изменение перетока в «основном» КС:

$$f_1(P_{\text{ген}}) = \left| P_{\text{КС}} - (P_{\text{КС}}^{\text{исх}} - \Delta P_{\text{отр}}) \right| \quad (2)$$

где $P_{\text{КС}}$ – загрузка КС на текущей итерации расчета; $P_{\text{КС}}^{\text{исх}}$ – начальная загрузка КС; $\Delta P_{\text{отр}}$ – целевое изменение перетока в КС.

Минимизация использования резервов РЭС:

$$f_2(P_{\text{ген}}) = \left| k_a \cdot (P_{\text{ген}} - P_{\text{ген}}^{\text{исх}})^n \right| \quad (3)$$

где k_a – коэффициенты, соответствующие располагаемому объему резервов; $P_{\text{ген}}$ – загрузка электростанции на текущей итерации; $P_{\text{ген}}^{\text{исх}}$ – начальная загрузка электростанции; n – положительная константа для равномерного расходования резервов мощности.

Минимизация отклонения перетока в смежном КС:

$$f_3(P_{\text{ген}}) = \left| P_{\text{КС}}^{\text{доп}} - P_{\text{КС}}^{\text{дп}} \right| \quad (4)$$

где $P_{\text{КС}}^{\text{доп}}$ – загрузка смежного КС на текущей итерации расчета; $P_{\text{КС}}^{\text{дп}}$ – допустимый переток (ДП) смежного КС.

В процессе оптимизации алгоритм подбирает значения мощностей РЭС $P_{\text{ген}}$ так, чтобы минимизировать разницу между фактическим $P_{\text{КС}}$ и целевым значением перетока в КС (2) за счет использования меньшего объема резервов (3). При этом фактические величины резервов РЭС, что особенно важно по отношению к СЭС, выработка которых изменяется в зависимости от инсоляции, учитываются с

помощью масштабирующих коэффициентов k_a , вычисляемых одним из трех методов:

Таблица I. const – коэффициенты не зависят от объемов резервов РЭС.

Таблица II. tanh – отдается предпочтение РЭС, имеющим резерв на разгрузку больше определенной величины.

Таблица III. linear – ограничения вводятся пропорционально доступным резервам на разгрузку.

Для учета требований к автоматической разгрузке СЭС, в математическую модель оптимизационного расчета КДУ был добавлен штраф за неравномерность снижения КИУМ. Результаты тестирования выполненных изменений представлены далее.

III. ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ

В связи с ожидаемым возникновением перегрузок КС при прогнозируемом росте установленной мощности СЭС, расчетные опыты проводились на перспективной расчетной модели (ПРМ) энергосистемы Забайкальского края. В качестве основы для разработки ПРМ использован фактический срез летнего режима 2022 года, в котором потребление пересчитано на 2028 год [7]. В ПРМ учтена загрузка перспективных СЭС по активной мощности на основе ретроспективных данных о солнечной радиации.

Для решения задачи ограничения перетока в КС в ПРМ рассмотрен режим, который соответствует минимуму тепловой генерации, минимуму потребления и максимуму выработки СЭС. В режиме зафиксировано два случая перегрузки в КС «Маккавеево» и в КС «Запад» в 3 МВт и 10,35 МВт соответственно. В рамках выполнения эксперимента было выполнено объединение СЭС в четыре виртуальные электростанции (ВЭЛС) (по числу собственников: «SolarGeneration», «GreenEnergyRus», «UnitGreenPower», «SolarRetail»). Расположение ВЭЛС относительно перегруженных КС показано на рис. 2.

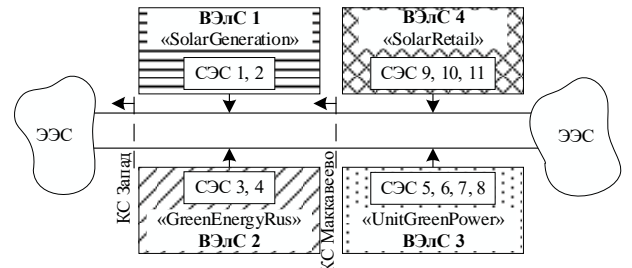


Рис. 2. Расположение СЭС относительно перегружаемых КС

С помощью ПО из [6] проведён эксперимент разгрузки КС с использованием следующих методов ограничения мощности ВИЭ:

1. Метод linear (исходный метод);
2. Метод linear с учётом штрафа за неравномерное снижение КИУМ.

Второй метод предполагает добавление функции штрафа в целевую функцию (1), которая увеличивает значение целевой функции в случае разгрузки объектов виртуальной электростанции с существенно различающимися значениями КИУМ. Штраф рассчитывается на основе отклонений текущих значений КИУМ каждой из ВЭЛС от минимального из них, что

стимулирует выравнивание КИУМ ВЭЛС при разгрузке с учетом их эффективности.

В таблице 1 и на рис. 3 представлены результаты проведенных экспериментов.

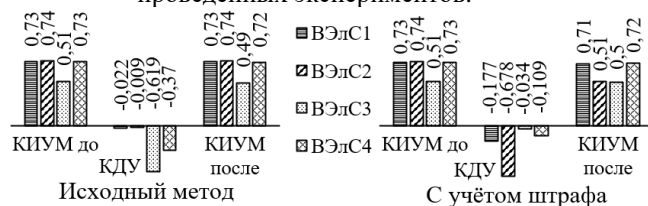


Рис. 3. Результаты экспериментов

Таблица II. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТОВ

Параметр	ВЭЛС1	ВЭЛС2	ВЭЛС3	ВЭЛС4
Исходный метод				
$P_{уст.}$, МВт	70	30	430	277
$P_{факт.}$, МВт	51,4	22,3	217,4	195,7
Эф. ср. в КС «Запад»	0,98	0,99	0,82	0,74
Эф. ср. в КС «Маккавеево»	0,29	0,24	0,86	0,79
Объем разгрузки, МВт	0,27	0,13	7,10	4,40
Переток в КС «Запад», МВт (ДП – 215 МВт)	215,0			
Переток в КС «Маккавеево», МВт (ДП – 207 МВт)	199,5			
Метод с учётом штрафа за неравномерное снижение КИУМ				
$P_{уст.}$, МВт	70	30	430	277
$P_{факт.}$, МВт	51,4	22,3	217,4	195,7
Эф. ср. «Запад»	0,98	0,99	0,82	0,74
Эф. ср. «Маккавеево»	0,29	0,24	0,86	0,79
Объем разгрузки, МВт	2,33	5,96	0,94	1,38
Переток в КС «Запад», МВт (ДП – 215 МВт)	215,0			
Переток в КС «Маккавеево», МВт (ДП – 207 МВт)	206,2			

При использовании исходного алгоритма КДУ назначаются станциям не только с учетом эффективности разгрузки КС «Запад», но и с учетом контроля перетока в КС «Маккавеево», у которого перечень эффективных станций иной. Так, например, в данном случае ВЭЛС1 и ВЭЛС2 имеют меньшие значения КДУ, хотя они являются эффективными для разгрузки КС «Запад». В результате СЭС этих собственников, обладая высоким КИУМ, практически не разгружаются. Напротив, станции ВЭЛС3, имеющие низкий начальный КИУМ, разгружаются в наибольшей степени.

С учетом ввода штрафа, учитывающего неравномерность снижения КИУМ, суммарный объем разгрузки оказался меньше, поскольку в большей степени разгружены ВЭЛС2 и ВЭЛС1, находящиеся между КС. Время оптимизационного расчета КДУ с учетом ввода штрафа – 291,99 секунд.

В результате устранена перегрузка по КС «Запад», при этом переток составил 215,0 МВт. Однако величина перетока в смежном КС «Маккавеево» варьируется в зависимости от подхода. При использовании исходного алгоритма переток равен 199,5 МВт, а с учетом штрафа за КИУМ – 206,2 МВт.

Значение перетока по смежному КС «Маккавеево» увеличивается по сравнению с исходным алгоритмом. Это связано с тем, что алгоритм стремится выбрать решение, которое одновременно минимизирует использование резервов, перетоки по основному и смежному КС и учитывает КИУМ ВЭЛС. Однако ВЭЛС с высоким КИУМ могут быть менее эффективны для разгрузки КС «Маккавеево», что приводит к увеличению перетока по этому сечению, но в пределах допустимого значения. В модифицированном варианте достигнут самый высокий переток по КС «Маккавеево» (206,2 МВт), но при этом объем разгрузки оказался минимальным (10,61 МВт). Это демонстрирует, что алгоритм способен находить оптимальное решение, которое удовлетворяет всем установленным критериям.

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ

Полученные результаты тестирования ПО для автоматизированного расчета КДУ, подтверждают возможность его применения для решения задачи участия СЭС в АВРЧМ. При этом обеспечивается как возможность учета различного влияния СЭС на смежные КС, так и выравнивание КИУМ СЭС за счет исключения из процесса тех станций, которые уже имеют низкий КИУМ. В то же время данный подход сохраняет эффективность разгрузки, что позволяет минимизировать суммарный объем ограничений и поддерживать высокий уровень КИУМ ВИЭ в энергосистеме в целом.

Для оценки эффективности оптимизационного подхода проведено сравнение результатов, полученных при использовании классических методов в работе [7]. Применение оптимизационного подхода позволило снизить общий объем ограничений, что подтверждает его преимущество.

Дальнейшие исследования будут направлены на учет особенностей совместного участия ГЭС и СЭС в АВРЧМ, переменного характера выработки ВИЭ, а также совершенствование алгоритмов распределения ограничений между СЭС одного собственника.

Список литературы

- [1] Информация о фактическом режиме работы объектов ДПМ ВИЭ. АО «СО ЕЭС». URL: <https://www.sou-ups.ru/functioning/markets/surveys/renewable/2023/>.
- [2] Приказ Минэнерго России от 29.11.2024 № 2328 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2025 – 2030 годы» URL: [Prikaz-ME-ot-29.11.2024- 2328-ob-utverzhenii-SiPR-EES-na-2025-2030-PUBLIKATSIYA.pdf](https://www.mine.gov.ru/ru/press-releases/2024/11/29/2328-ob-utverzhenii-si-pr-ees-na-2025-2030-publikatsiya.pdf)
- [3] Bird, L., Lew, D., Milligan, M., Carlini, E.M., Estanqueiro, A., Flynn, D.; Gomez-Lazaro, E.; Holinen, H.; Menemenlis, N.; Orths, A. Wind and solar energy curtailment: A review of international experience. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2016, 65, 577–586.
- [4] Bird, L., Cochran, J., Wang, X. Wind and solar energy curtailment: experience and practices in the United States. 2014. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60983.pdf>
- [5] S. Alyami, C. Wang, «Renewable Curtailment Fairness in Distribution Networks: Application of Division Rules» 2022 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), Denver, CO, USA, 2022, pp. 1-5.
- [6] Цыденов Е. А., Прохоров А. В. Автоматическое управление выработкой активной мощности ветроэлектростанций в условиях ограничений пропускной способности сети // Электроэнергия. Передача и распределение. — 2022. — № 4. — [С. 28-36].
- [7] Пичугина Е. В., Прохоров А. В. Исследование методов оценки величины вынужденного снижения мощности СЭС при ограничениях пропускной способности электрической сети. // Электроэнергетика глазами молодежи. — 2024. — № 1. — [С. 81-84.]

ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА В ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОМ УПРАВЛЕНИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ

Музыченко Г.Е.
Филиал АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ
Благовещенск, Россия
e-mail: gosha1818@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Отсутствует системная методология для сравнения и выбора ИИ-моделей прогнозирования нагрузок с учётом реальных условий энергосистем.

Материалы и методы: Используются методы системного анализа, синтеза требований и разработки критериев оценки. Предложена многоуровневая система критериев (точность, скорость, адаптивность, интерпретируемость, экономика) и процедура многосценарного тестирования.

Результаты: Разработана комплексная методология оценки ИИ-моделей, включающая формализованные критерии и пошаговый алгоритм тестирования для выбора оптимального решения под конкретные условия диспетчерского центра.

Выводы: Методология позволяет обоснованно выбирать ИИ-модели, минимизировать риски внедрения и переходить к интеллектуальному управлению энергосистемами на основе данных.

Ключевые слова: искусственный интеллект, прогнозирование нагрузок, методология оценки, критерии эффективности, оперативно-диспетчерское управление.

APPLICATION OF ARTIFICIAL INTELLIGENCE IN OPERATIONAL DISPATCH CONTROL OF ELECTRIC POWER SYSTEMS

Georgiy Muzychenko
Branch of JSC «SO UES» Amur Regional Dispatch Office
Blagoveshensk, Russia
e-mail: gosha1818@mail.ru

Abstract

Background: There is no systematic methodology for comparing and selecting AI load forecasting models that accounts for real-world power system conditions.

Materials and methods: Methods of system analysis, requirements synthesis, and criteria development were used. A multi-level system of criteria (accuracy, speed, adaptability, interpretability, economics) and a multi-scenario testing procedure are proposed.

Results: A comprehensive methodology for evaluating AI models has been developed, including formalized criteria and a step-by-step testing algorithm for selecting the optimal solution for specific dispatch center conditions.

Conclusions: The methodology enables informed selection of AI models, minimizes implementation risks, and facilitates the transition to data-driven intelligent power system management.

Key words: artificial intelligence, load forecasting, evaluation methodology, efficiency criteria, operational dispatch control.

1. ВВЕДЕНИЕ

Современные условия функционирования электроэнергетических систем характеризуются высокой степенью неопределённости, обусловленной интеграцией возобновляемых источников энергии, изменением структуры потребления, климатическими аномалиями и рыночной динамикой. В этих условиях традиционные

подходы к оценке эффективности прогнозных моделей, основанные исключительно на статистических метриках точности, становятся недостаточными. Предлагаемая методология представляет собой комплексный фреймворк для сравнительного анализа и выбора оптимальных ИИ-моделей с учётом технологических, экономических и эксплуатационных требований конкретной энергосистемы или диспетчерского центра [1].

II. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ МЕТОДОЛОГИИ ОЦЕНКИ

Главная цель — разработка универсального, но адаптируемого подхода к определению эффективности и целесообразности внедрения конкретных ИИ-моделей для краткосрочного прогнозирования нагрузок в заданных условиях.

Конкретные задачи методологии включают:

Определение набора количественных и качественных критериев эффективности, релевантных для оперативно-диспетчерского управления.

Формирование процедуры тестирования моделей на различных сценариях, имитирующих реальные условия работы энергосистемы.

Разработку системы взвешивания критериев в зависимости от приоритетов диспетчерского центра (точность, скорость, интерпретируемость, стоимость).

Создание методики расчёта интегрального показателя эффективности и экономического эффекта от внедрения.

Формулировку практических рекомендаций по выбору, доработке и внедрению моделей на основе результатов оценки.

III. СИСТЕМА КРИТЕРИЕВ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Эффективность ИИ-модели предлагается оценивать по пяти ключевым направлениям, каждое из которых содержит набор конкретных показателей.

Критерий «Прогнозная точность и надёжность».

Данный критерий оценивает способность модели выдавать прогнозы, близкие к фактическим значениям, в различных, в том числе стрессовых, условиях.

Средняя абсолютная процентная ошибка (MAPE): Основной показатель для сравнения с базовыми методами и между моделями ИИ. Рассчитывается отдельно для разных типов суток (рабочие, выходные, праздничные).

Квантильная оценка точности (Pinball Loss): Критически важный показатель для энергетики, где важны не только средние значения, но и распределение вероятностей, особенно для оценки рисков дисбаланса.

Максимальная ошибка в пиковые часы (Peak Load Error): Абсолютная и относительная ошибка в часы максимального потребления системы, когда цена ошибки наиболее высока.

Устойчивость к аномалиям (Anomaly Robustness Score): Специальный показатель, рассчитываемый как отношение MAPE в периоды, предшествующие и следующие за аномальным событием (резкое похолодание, авария), к MAPE в нормальных условиях. Отражает способность модели не «сбиваться» при шоках.

Надёжность (Reliability): Процент времени, в течение которого ошибка прогноза не превышает технологически допустимый порог, установленный системным оператором.

Критерий «Оперативность и ресурсная эффективность».

Оценивает пригодность модели для работы в режиме реального времени в условиях ограниченных вычислительных ресурсов диспетчерского центра.

Время выполнения одного прогнозного цикла (Inference Time): Время от момента поступления всех входных данных до формирования итогового прогноза. Должно быть существенно меньше прогнозного горизонта (например, прогноз на сутки вперёд должен формироваться за минуты).

Время и стоимость переобучения (Retraining Time/Cost): Периодичность и требуемые вычислительные затраты на адаптацию модели к новым данным (например, раз в месяц или квартал).

Масштабируемость (Scalability): Способность модели обрабатывать увеличивающиеся объёмы данных (например, при подключении новых умных счётчиков) без пропорционального роста времени расчёта.

Интегрируемость в ИТ-ландшафт (Integration Complexity): Качественная оценка усилий, необходимых для встраивания модели в существующие SCADA-системы, базы данных и рабочие процессы диспетчеров.

Критерий «Адаптивность и обобщающая способность».

Характеризует, насколько модель способна работать в изменяющихся условиях, отличных от тех, что были в обучающей выборке.

Чувствительность к новым факторам (Feature Sensitivity): Оценивается через эксперимент: в модель последовательно добавляются или удаляются входные признаки (например, прогноз генерации ВИЭ, данные о динамическом ценообразовании). Анализируется, как меняется точность.

Эффективность на редких событиях (Few-Shot Learning Performance): Точность модели в прогнозировании нагрузок в дни редких, но важных событий (например, солнечное затмение, крупный городской праздник), по которым в истории мало данных.

Переносимость между регионами (Transferability): Возможность с минимальной доработкой применять модель, обученную на данных одного региона, для прогнозирования в другом со схожей структурой, но другими абсолютными значениями.

Критерий «Интерпретируемость и доверие».

Определяет степень, в которой решения и прогнозы модели могут быть поняты, проанализированы и приняты человеком-оператором.

Возможность атрибуции прогноза (Feature Attribution): Наличие и качество инструментов (SHAP, LIME), позволяющих объяснить, какой фактор (температура, день недели, час) и в какой степени повлиял на итоговый прогноз на конкретную дату.

Согласованность с физическими принципами (Physical Plausibility): Экспертная оценка того, не противоречат ли выявленные моделью зависимости известным физическим законам и эмпирическим наблюдениям энергетиков (например, отрицательная корреляция температуры и нагрузки летом в южных регионах из-за кондиционеров).

Удобство визуализации (Visualization Support): Наличие встроенных или легко подключаемых средств для наглядного представления прогноза, его доверительных интервалов и ключевых драйверов в интерфейсе диспетчера.

Критерий «Экономическая и эксплуатационная эффективность».

Переводит технические характеристики модели в язык бизнес-показателей, понятный для принятия решений о внедрении.

Расчётное снижение затрат на балансировку (Balancing Cost Reduction): Оценка, выполняемая с помощью имитационной модели рынка, на сколько могут сократиться затраты на покупку регуляторной мощности или выплаты по дисбалансам за счёт повышения точности прогноза на

X%.

Снижение потребности в плановых резервах (Reserve Margin Impact): Оценка потенциального снижения требуемого объёма резервной мощности при повышении надёжности прогнозов.

Влияние на надёжность (Reliability Impact): Качественный анализ, позволяющий оценить, как повышение точности прогноза может снизить риск возникновения аварийных ситуаций или облегчить их предотвращение.

Срок окупаемости внедрения (ROI Timeline): Интегральный расчёт, учитывающий стоимость разработки/закупки модели, затраты на инфраструктуру и операционные расходы, сопоставленные с экономией от пунктов выше.

IV. ПРОЦЕДУРА ПРОВЕДЕНИЯ ОЦЕНКИ

Разработанная методология реализуется через последовательную четырёхэтапную процедуру, обеспечивающую системный и воспроизводимый подход к оценке ИИ-моделей для прогнозирования нагрузок. Каждый этап содержит конкретные шаги, критерии завершённости и ожидаемые результаты.

Этап 1. Контекстуализация и формализация задачи оценки

Цель этапа — чёткое определение условий, ограничений и целевых показателей, которые будут служить основой для всего процесса оценки. Результатом является техническое задание (ТЗ) на проведение оценки.

Шаг 1.1. Определение объекта оценки и его характеристик.

Объект: Конкретная энергосистема, диспетчерский центр, балансирующая группа или сетевой район.

Ключевые характеристики:

География и климат: Регион, преобладающий тип климата, частота аномальных погодных явлений.

Структура генерации: Доля тепловой, гидро-, атомной генерации. Критический параметр — доля переменных ВИЭ (солнце, ветер) и характер её прогнозируемости.

Структура потребления: Соотношение промышленной, коммерческой и бытовой нагрузки, наличие крупных энергоёмких потребителей (металлургия, химия).

Состояние сети: Степень цифровизации (наличие Smart Grid, умных счётчиков АИИС КУЭ), уровень потерь, типичные сетевые ограничения.

Шаг 1.2. Формализация требований и ограничений.

Прогнозный горизонт: Определяются приоритетные интервалы (на 1 час, на сутки, на неделю), для которых требуется оценка.

Требования к оперативности: Максимально допустимое время формирования прогноза (Inference Time). Например, для суточного прогноза допустимо 15 минут, для часового — 1-2 минуты.

Технологические ограничения: Доступная вычислительная инфраструктура диспетчерского центра (наличие GPU/TPU, ограничения по оперативной памяти, пропускной способности каналов связи с источниками данных).

Регламентные требования: Необходимость предоставления не только точечного прогноза, но и доверительных интервалов или квантильных оценок в соответствии с правилами рынка.

Шаг 1.3. Сбор и аудит исходных данных.

Источники: Определяются и проверяются на доступность все необходимые источники данных: архивы АО «СО ЕЭС», данные SCADA/ОИК, метеоданные (Росгидромет, коммерческие поставщики), календарь событий, данные по генерации ВИЭ.

Качество данных: Проводится предварительный анализ на предмет пропусков, выбросов, несогласованности временных меток. Оценивается репрезентативность исторического периода (рекомендуется 3-5 лет).

Результат этапа: Утверждённое Техническое задание на проведение оценки, содержащее портрет объекта, формализованные требования, матрицу приоритетов и описание доступного датасета.

Этап 2. Формирование и подготовка ансамбля моделей-кандидатов

Цель этапа — создание набора моделей для сравнительного анализа, включающего как современные ИИ-подходы, так и традиционные бенчмарки.

Шаг 2.1. Выбор архитектур моделей-кандидатов.

На основе контекста (Этап 1) выбирается 3-5 наиболее перспективных ИИ-архитектур:

Для условий с богатыми данными и высокой точностью: Временные Трансформеры (Temporal Fusion Transformer, Informer), глубокие гибридные сети (CNN-LSTM).

Для условий с необходимостью быстрого внедрения и интерпретируемости: Ансамбли на основе градиентного бустинга (XGBoost, LightGBM, CatBoost).

Для систем с выраженными долгосрочными зависимостями и физическими ограничениями: Рекуррентные сети (LSTM, GRU) или физически информированные нейронные сети (Physics-Informed Neural Networks).

В качестве обязательных бенчмарков выбираются 2-3 традиционные модели: Сезонная модель ARIMA (SARIMA), множественная линейная регрессия, метод экспоненциального сглаживания (Holt-Winters). Также вводится наивный прогноз (например, «завтра как сегодня» или «как в тот же день недели год назад») как абсолютный минимум для преодоления.

Шаг 2.2. Предобработка данных и feature engineering.

Для всех моделей создаётся единый конвейер предобработки: импутация пропусков, нормализация/стандартизация, кодирование категориальных признаков (день недели, праздник).

Генерируются универсальные признаки, значимые для большинства моделей: время суток (синус-косинусное кодирование), скользящие статистики (средняя нагрузка за последние 3 дня), метеоиндексы (ощущаемая температура).

Данные делятся на хронологические выборки: обучающая (≈60-70%), валидационная (≈15-20%) для настройки гиперпараметров, тестовая (≈15-20%), которая изолируется и не используется до Этапа 3.

Шаг 2.3. Первичное обучение и тонкая настройка (Hyperparameter Tuning).

Для каждой модели-кандидата проводится базовое обучение на тренировочной выборке.

На валидационной выборке с помощью методов оптимизации (Grid Search, Random Search, Bayesian Optimization) подбираются оптимальные гиперпараметры для максимизации целевой метрики (например, минимизации MAPE).

Результат этапа: Набор полностью обученных и настроенных моделей-кандидатов, сохранённых вместе с их конвейерами предобработки, готовых к финальному тестированию.

Этап 3. Многосценарное стресс-тестирование

Цель этапа — всесторонняя проверка моделей в условиях, максимально приближенных к реальным, включая критические и аномальные ситуации.

Шаг 3.1. Проведение прогнозов на изолированном тестовом периоде.

Все модели выполняют прогнозы для каждого момента времени (часа) в рамках изолированного тестового периода (6-12 месяцев).

Прогнозы сохраняются вместе с фактическими значениями нагрузки для последующего детального анализа.

Шаг 3.2. Агрегация результатов по группам сценариев.

Производится разметка тестового периода и агрегация метрик не только в целом, но и для ключевых сценариев:

Стандартные условия (базовый сценарий): Все типовые рабочие и выходные дни без аномалий. Определяет «фоновую» точность модели.

Экстремальные погодные условия: Дни с температурой, выходящей за 5-й или 95-й процент за последние 10 лет; дни с сильными штормами или гололёдом. Оценивает устойчивость к климатическим шокам.

Периоды высокой нестабильности генерации: Дни, когда доля выработки солнца и ветра превышает 40% от общей генерации в регионе. Тестирует способность модели работать в условиях высокой стохастичности.

Социально-аномальные дни: Праздники, длинные выходные, дни крупных городских событий. Выявляет способность модели учитывать не метеорологические факторы.

Периоды, следующие за сетевыми авариями: Часы и дни после зафиксированных крупных отключений. Оценивает скорость «восстановления» точности прогноза после системного сбоя.

Шаг 3.3. Расчёт комплексных метрик по всем критериям.

Для каждой модели по каждому сценарию рассчитывается полный набор метрик, определённых в Главе 3:

По критерию «Точность».

По критерию «Оперативность»: Замеряется среднее и максимальное на тестовом наборе.

По критерию «Адаптивность»: Оценивается деградация точности (рост MAPE) при последовательном удалении ключевых признаков из модели.

По критерию «Интерпретируемость»: Для выборочных дат рассчитываются значения для топ-10 признаков; экспертом даётся качественная оценка физической осмысленности выявленных зависимостей.

Результат этапа: Исчерпывающая таблица результатов, где по строкам — модели-кандидаты, по столбцам — рассчитанные метрики для общего тестового периода и для каждого выделенного сценария.

Этап 4. Интегральная оценка, ранжирование и выработка рекомендаций

Цель этапа — преобразование массива количественных и качественных данных в конкретные, обоснованные управленческие решения.

Шаг 4.1. Нормализация и взвешенное агрегирование.

Все рассчитанные метрики (кроме качественных оценок) нормализуются в безразмерный вид, например, в диапазон $[0, 10]$, где 10 — наилучший результат среди всех моделей по данному показателю.

Для каждой модели вычисляется интегральный показатель эффективности (ИПЭ).

Шаг 4.2. Анализ профиля «сильные/слабые стороны» и ранжирование.

Модели ранжируются по убыванию ИПЭ.

Для каждой модели, особенно для лидеров, составляется профиль:

Сильные стороны: По каким критериям и сценариям модель показала наилучшие результаты (например, «Лучшая точность в пиковые часы при экстремальной жаре»).

Уязвимости и ограничения: В каких условиях модель демонстрирует наихудшую производительность.

Шаг 4.3. Формулировка итоговых рекомендаций.

На основе интегрального анализа формулируется пакет рекомендаций для Заказчика: Модель для пилотного внедрения (Победитель). Указывается модель с наивысшим ИПЭ. Даются обоснование выбора, описание её сильных сторон, соответствующих приоритетам Заказчика, и план пилотного внедрения. Указываются модели, которые, возможно, уступили по ИПЭ, но показали выдающиеся результаты в критически важных узких сценариях (например, лучшая интерпретируемость или скорость). Предлагаются варианты их использования как резервных или для решения специфических задач.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложенная методология переводит выбор ИИ-модели из плоскости абстрактного сравнения точности в практическую плоскость принятия управленческих решений. Она позволяет системно и доказательно ответить на ключевые вопросы: какая модель даст наибольший экономический эффект в конкретных условиях нашей энергосистемы, какие компромиссы между точностью, скоростью и понятностью мы готовы принять, и какие инвестиции в данные и инфраструктуру необходимы для успеха. Такой подход минимизирует риски внедрения и обеспечивает переход к интеллектуальному управлению энергосистемами на основе данных.

Список литературы

- [1] Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820-10-005-2021: Прогнозирование потребления электрической энергии и ценовых зон суток на оптовом рынке. – М., 2021. – 54 с.
- [2] Бессонов В.А., Потемкин И.Г., Смирнов А.Н. Прогнозирование в энергетике: современные методы и модели. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2022. – 312 с.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ АЛГОРИТМОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НАГРУЗКИ ЭЛЕКТРОЗАРЯДНЫХ СТАНЦИЙ

Пахмутова А.А., Иванов А.А., Польшгалин И.С., Астахов Е.С.

¹ФГБОУ ВО Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт»

Москва, Россия

e-mail: arinapakh@gmail.com

Аннотация

Состояние вопроса: Развитие электротранспорта, являющееся одним из направлений Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года [1], приводит к увеличению стохастической нагрузки на электросетевой комплекс со стороны инфраструктуры электрозарядных станций (далее – ЭЗС). Пики этой нагрузки, как показывают исследования [2], часто совпадают с вечерними максимумами потребления электроэнергии, что сокращает резерв мощности и повышает риски развития аварийных ситуаций. В связи с этим, задача прогнозирования нагрузки на ЭЗС приобретает критическую важность для обеспечения надежности и стабильности энергоснабжения.

Материалы и методы: Публичный набор данных о зарядных сессиях и методы машинного обучения.

Результаты: На основе исторических данных о зарядных сессиях были сформированы временные ряды и выделены ключевые признаки, включая циклические, лаговые переменные и скользящие средние. Проведен сравнительный анализ методов машинного обучения для прогнозирования нагрузки на ЭЗС.

Выводы: Наилучшие результаты показали модели на основе LightGBM, достигшие значений метрик $R^2=0,96$, $RMSE=0,21$, $MAE=0,03$, что свидетельствует о ее высокой точности и эффективности для прогнозирования нагрузки ЭЗС.

Ключевые слова: прогнозирование нагрузки, электрозарядная станция, методы машинного обучения при прогнозировании временных рядов, прогнозирование стохастической нагрузки.

A COMPARATIVE ANALYSIS OF MACHINE LEARNING ALGORITHMS FOR PREDICTING ELECTRIC CHARGING STATIONS LOAD

Arina Pakhmutova, Alexey Ivanov, Ivan Polygalin, Egor Astakhov

National Research University «Moscow Power Engineering Institute»,

Moscow, Russia

e-mail: arinapakh@gmail.com

Abstract

Background: The development of electric transport, which is one of the directions of the Energy Strategy of the Russian Federation until 2050, leads to an increase in the stochastic load on the power grid complex from the electric charging stations (hereinafter referred to as the ECS). Researchers shows that the peaks of this load, often coincide with the evening peaks of electricity consumption, which reduces the power reserve and increases the risk of emergency situations. In this regard, the task of predicting the load on the ECS becomes critically important to ensure the reliability and stability of the power system.

Materials and methods: A public dataset on charging stations and the machine learning methods.

Results: Based on historical data on charging sessions, time series were formed and key features were identified, including cyclic, lag variables and moving averages. A comparative testing of machine learning models was conducted.

Conclusions: Models based on LightGBM demonstrated the best results, achieving metric values of $R^2=0,96$, $RMSE=0,21$, $MAE=0,03$, which confirms its high accuracy and effectiveness for predicting load from the electric charging station

Key words: load forecasting, electric charging vehicle, Machine Learning Methods for load forecasting, stochastic load forecasting.

1. ВВЕДЕНИЕ

Современная автомобильная промышленность наблюдает широкое распространение электротранспорта, и 2024 год характеризуется значительным ростом продаж электромобилей [3]. Несмотря на стагнацию рынка

электротранспорта в 2025 году, это направление остаётся одним из приоритетных согласно Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года [1]. Приоритетность подчёркивают также и меры государственной поддержки при покупке электротранспорта [4]. Такое развитие сопровождается

интенсивным ростом нагрузки на зарядную инфраструктуру и, как следствие, к существенному увеличению энергопотребления ЭЭС. Согласно [2] пики нагрузки на ЭЭС совпадают с вечерними максимумами потребления мощности, сокращая резерв мощности и повышая риски возникновения аварийных ситуаций.

Целью настоящего исследования является сравнительный анализ современных алгоритмов машинного обучения для прогнозирования нагрузки электрочарядной инфраструктуры.

II. ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ

В существующих исследованиях рассмотрены различные подходы к прогнозированию нагрузки ЭЭС. В работах рассматриваются искусственные нейронные сети, обычные рекуррентные нейронные сети и LSTM-модели [5]. Наиболее эффективной оказалась модель LSTM с коэффициентом детерминации $R^2=0,99$. Однако обучающая выборка была собрана с одной станции, что существенно влияет на интерпретацию выводов и возможности практического применения модели.

В статьях [6], [7], [8] также рассмотрена возможность применения LSTM-моделей и различных ее оптимизаций для прогнозирования нагрузки на ЭЭС.

III. НАБОР ДАННЫХ ДЛЯ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

Набор данных для машинного обучения [9] состоит из 2274 записей о зарядных сессиях на 12 различных ЭЭС в

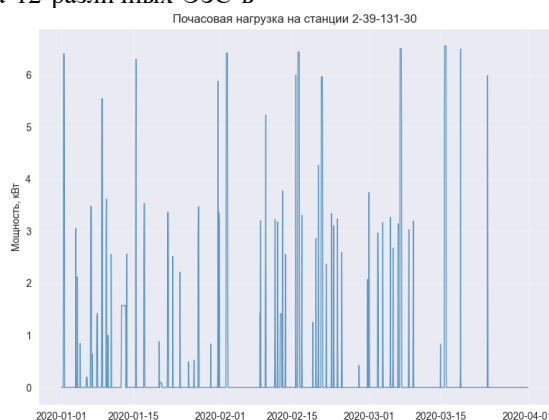


Рис. 1. Почасовая нагрузка на станции

IV. ОБУЧЕНИЕ МОДЕЛЕЙ

В ходе работы были рассмотрены такие методы машинного обучения как линейная регрессия, дерево решений, случайный лес, градиентный бустинг, XGBoostRegression, CatBoost, Ridge, LightGBM, ансамблевая модель, а также рассмотрена двухстадийная архитектура машинного обучения.

Двухстадийная модель решает задачу раздельно: на первой стадии с помощью бинарной классификации определяется вероятность ненулевого энергопотребления в следующий временной интервал. На втором этапе осуществляется прогнозирование величины потребляемой мощности для тех случаев, когда энергопотребление есть. Обучение на второй стадии производится исключительно на подмножестве данных с положительным потреблением.

Базовая LightGBM представляет собой стандартную реализацию алгоритма градиентного бустинга с параметрами по умолчанию. Оптимизированная версия

период с января 2020 по апрель 2020. Каждая запись включает такие сведения как идентификаторы зарядной сессии, время начала и время окончания зарядной сессии, полученная электромобилем мощность, а также внешние погодные условия.

Анализ исходного набора данных показал низкую корреляцию временных рядов между географически удаленными станциями и высокую дисперсию в профилях потребления между станциями.

Предобработка исходных данных была выполнена отдельно для каждой ЭЭС: датасет был разбит на почасовые интервалы, в пределах которых были рассчитаны средние значения мощности, затем все полученные записи были сгруппированы по ЭЭС и временной метке и для каждой метки были просуммированы значения средней мощности. Далее были выделены циклические и лаговые признаки, а также признаки на основе скользящего среднего.

На рис. 1 показан график почасовой нагрузки на одной из ЭЭС. Предварительно обработанные данные имеют сильный дисбаланс: более чем в 85% записей мощность на ЭЭС не потребляется.

В качестве целевой переменной была определена мощность, потребляемая на ЭЭС в следующий час.

LightGBM была существенно доработана при тщательном подборе гиперпараметров, использовании увеличенного количества деревьев, а также путем подбора оптимальной глубины и скорости обучения для лучшей обобщающей способности.

Ансамблевая модель представляет собой композицию трех различных алгоритмов обучения, объединенных по принципу взвешенного усреднения. В состав ансамбля вошли оптимизированная LightGBM, XGBoost и Random Forest. Предварительные веса для моделей были подобраны эмпирически на основе анализа их индивидуальной производительности на тестовой выборке с целью исследования потенциала простого ансамбля. Для LightGBM, показавшей наивысшее значение $R^2=0,96$, был назначен вес 0,5, для XGBoost – 0,3, и для RandomForest – 0,2.

Предварительно обработанные данные были разделены на обучающую (80%) и тестовую (20%) выборки. Признаки

тренировочной выборки были отмасштабированы с использованием Robust-масштабирования, которое использует медиану и межквартильный размах.

Далее было проведено обучение и валидация моделей для каждой из 12-ти станций отдельно. Индивидуальный подход к прогнозированию нагрузки по станциям был выполнен с целью учета индивидуальных характеристик каждого объекта, так как профиль нагрузки каждой ЭЭС определяется плотностью населения и транспортной доступностью места расположения ЭЭС, техническими параметрами ЭЭС. Метрики качества были определены на основании среднего значения при прогнозировании нагрузок всех ЭЭС.

V. РЕЗУЛЬТАТЫ

Как было описано в главе III данные для машинного обучения имеют большой дисбаланс, поэтому для анализа результатов работы алгоритмов рассчитаны метрики на

всём ряде ошибок, на подмножестве, когда нагрузка на ЭЭС отсутствует и потребляемое значение мощности равно нулю, и отдельно на оставшемся подмножестве, когда потребляемая мощность отлична от нуля.

Метрики качества алгоритмов сведены в таблицу I.

По совокупности метрик качества наилучшие результаты показал алгоритм случайного леса, достигший среднего коэффициента детерминации $R^2=0,7844\pm 0,13$. Данный показатель существенно превышает результаты других моделей, при этом стандартное отклонение свидетельствует о хорошей стабильности предсказаний на различных выборках. Также высокую общую эффективность показали алгоритмы оптимизированного XGBoost и CatBoost. При этом последний алгоритм показал наименьшее стандартное отклонение среди бустинговых алгоритмов, что указывает на его высокую надежность и воспроизводимость результатов.

Таблица I. РЕЗУЛЬТАТ РАБОТЫ АЛГОРИТМОВ

Модель	Общие метрики				Метрики для моментов отсутствия нагрузки на ЭЭС			Метрики для моментов наличия нагрузки на ЭЭС		
	R^2 , о.е.	MAE, о.е.	MSE, о.е.	RMSE, о.е.	R^2 , о.е.	MAE, о.е.	RMSE, о.е.	MAE, о.е.	MSE, о.е.	RMSE, о.е.
Linear Regression	0,69	0,07	0,08	0,24	-0,27	1,455	1,638	0,049	0,008	0,085
Decision Tree	0,72	0,02	0,06	0,21	-0,42	1,243	1,563	0,001	0,004	0,019
Random Forest	0,78	0,02	0,06	0,20	-0,04	1,247	1,449	0,002	0,003	0,032
XGBoost оптимизированный	0,76	0,04	0,07	0,22	-0,04	1,289	1,518	0,012	0,005	0,050
HistGradientBoosting	0,73	0,05	0,06	0,20	-0,14	1,213	1,423	0,023	0,008	0,077
XGBoost Regressor	0,71	0,05	0,07	0,22	-0,09	1,364	1,543	0,022	0,009	0,078
CatBoost	0,76	0,05	0,08	0,21	-0,18	1,354	1,574	0,022	0,004	0,050
GradientBoosting	0,64	0,05	0,08	0,24	-0,26	1,350	1,567	0,024	0,015	0,100
Двухстадийная модель	0,93	0,07	0,07	0,25	0,74	1,07	1,33	0,00	0,00	0,00
LightGBM	0,94	0,04	0,06	0,24	0,77	0,82	1,22	0,05	0,0017	0,0416
Оптимизированная LightGBM	0,96	0,03	0,04	0,21	0,84	0,61	0,04	0,009	0,0019	0,0439
Ансамблевая модель	0,94	0,03	0,06	0,24	0,77	0,76	1,24	0,006	0,014	0,0381

При прогнозировании моментов отсутствия нагрузки на ЭЭС наилучшие результаты показал алгоритм решающего дерева со средней абсолютной ошибкой, равной 0,0009, при прогнозировании нулевых значений потребления мощности.

Прогнозирование ненулевых значений мощности для таких алгоритмов как линейная регрессия, дерево решений, случайный лес, градиентный бустинг, XGBoostRegression, CatBoost, Ridge является сложной задачей. Средний коэффициент детерминации этих моделей оказался отрицательным, то есть ошибка модели среднего стала меньше, чем ошибки данных моделей. Наилучший коэффициент детерминации показал алгоритм случайного дерева: $R^2=-0,0468$.

Наиболее стабильными алгоритмами оказались CatBoost и линейная регрессия: несмотря на относительно низкие показатели точности, модели продемонстрировали высокую воспроизводимость результатов на различных выборках данных: значение отклонения коэффициента детерминации оказалось наименьшим.

Двухстадийная модель показала хорошие метрики классификации с Precision, Recall и F1-мерой на уровне 1,0, а также абсолютную точность в определении отсутствия нагрузки. При определении ненулевых значений мощности

коэффициент детерминации модели оказался равным $R^2=0,7383$, что является удовлетворительным показателем.

Базовая модель LightGBM демонстрирует хорошие результаты прогнозирования с коэффициентом детерминации 0,94 и средней квадратичной ошибкой 0,24, что уже существенно превосходит остальные рассмотренные алгоритмы машинного обучения. Однако при анализе детальных метрик выявляются ограничения: модель показывает относительно высокую ошибку для ненулевых значений потребления $MAE = 0,82$. Несмотря на хорошую общую точность, базовая версия недостаточно эффективно учитывает специфику временных рядов энергопотребления с их выраженной нулевой компонентой.

В оптимизированной версии LightGBM коэффициент детерминации повысился до 0,96, а средняя абсолютная и средняя квадратичная ошибки снизились до 0,207 и 0,307 соответственно. Особенно значимым является улучшение прогнозирования ненулевых значений: коэффициент детерминации ненулевых значений достиг 0,83, а средняя абсолютная ошибка сократилась до 0,605.

Ансамблевая модель показала высокие значения общих метрик: $R^2=0,94$, $RMSE=0,24$, $MAE=0,03$, что сравнимо с результатами одиночных лучших моделей. Коэффициент детерминации при прогнозировании ненулевых значений

мощности модели составляет $R^2=0,77$. Средняя абсолютная ошибка модели ниже, чем у базовой версии LightGBM, однако больше, чем у оптимизированной версии. Модель точно предсказывает периоды отсутствия потребления: средняя абсолютная и средняя квадратичная ошибки моделей очень низкие.

VI. ВЫВОДЫ

Исследование применимости различных алгоритмов машинного обучения для прогнозирования нагрузки ЭЭС выявило, что модели на основе градиентного бустинга, в

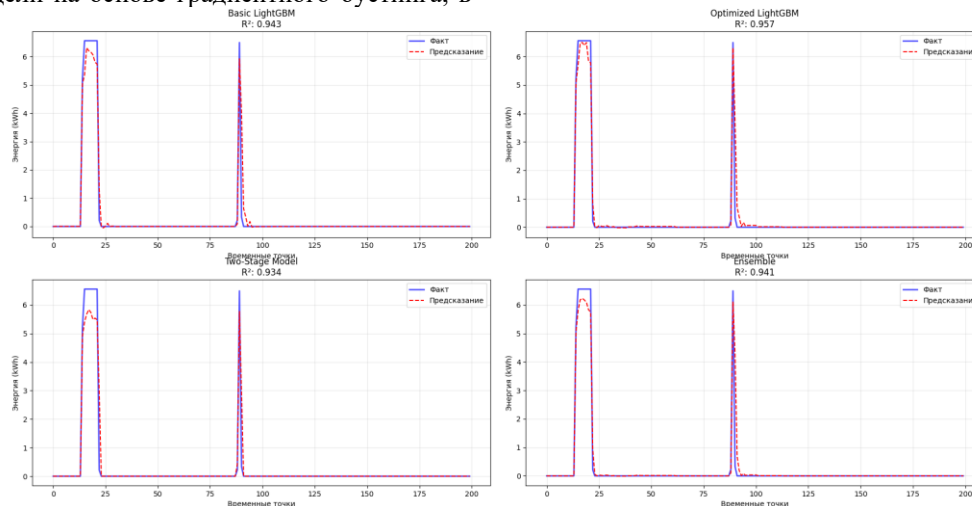


Рис. 2. Сравнение результатов прогнозирования и истинных значений мощности для алгоритмов LightGBM

Двухстадийная модель эффективно определяет периоды отсутствия потребления (точность 100%), но менее точна при прогнозировании ненулевых значений мощности. Данный подход открывает перспективы для создания гибридных систем прогнозирования нагрузки на ЭЭС.

Ансамблевая модель также подтвердила свою эффективность: взвешенная комбинация алгоритмов позволяет достигать качества, сопоставимого с лучшими одиночными моделями.

В ходе работы было выявлено, что профили нагрузки на ЭЭС существенно различаются, из-за чего необходим индивидуальный подход к прогнозированию нагрузки на каждой ЭЭС, и такие алгоритмы как случайный лес и разновидности градиентного бустинга для отдельной станции могут прогнозировать ненулевую мощность на ЭЭС с коэффициентом детерминации до 0,85, что является достаточно высоким показателем.

Важно подчеркнуть, что обучающая выборка была сформирована на основе данных 2020 года в период локдаунов, связанных с пандемией COVID-19, что может влиять на репрезентативность модели для прогнозирования нагрузки в условиях стабильного роста рынка. Полученные результаты валидны для выявления наиболее перспективных алгоритмов и методологий.

Также отдельно следует отметить, что базовые алгоритмы машинного обучения достаточно точно могут определить факт наличия подключения в заданный час времени.

частности оптимизированная LightGBM ($R^2=0,96$, $RMSE=0,21$, $MAE=0,03$), существенно превосходит результаты традиционных методов. На рис. 2 показаны графики сравнения результатов прогнозирования моделей LightGBM, ансамблевой модели и двухстадийной модели при прогнозировании нагрузки на одной из ЭЭС.

Список литературы

- [1] Распоряжение Правительства Российской Федерации от 12 апреля 2025 №908-р «Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2050 года».
- [2] Abhinav Srivastava, Munish Manas, Rajeh Kumar Dubey. Electric vehicle integration's impacts on power quality in distribution network and associated mitigation measures: a review // Journal of Engineering and Applied Science (70), 2023.
- [3] Семёнов И. Продажи новых электромобилей в РФ показали рост впервые за год. URL: <https://www.autostat.ru/news/60631/> [Электронный ресурс]. Дата обращения: 27.11.2025
- [4] Цуканов С. Налоги и льготы на электромобили в 2025 году. URL: <https://avtocharge.ru/nalogi-i-lgoty-na-elektromobili-v-2025-godu/> [Электронный ресурс]. Дата обращения: 27.11.2025
- [5] Jucheng Zhu, Zhile Yang, Monjiur Mourshed, Yuanjun Guo, Yimin Zhou, Yan Chang, Yanjie Wei, Shengzhong Feng. Electric Vehicle Charging Load Forecasting: A Comparative Study of Deep Learning Approaches // Energies, T.12 №14 p.2692, 2019. DOI: 10.3390/en12142692
- [6] Yuting Li, Chung Zheng, Peng Xie, Huanhuan Tian, Jiao Shu, Tao Jiang. Electric Vehicle Charging Load Forecasting Method Considering Date Attribute // 2024 5th International Conference on Clean Energy and Electric Power Engineering, p.1222-1226, IEEE 2024. DOI: 10.1109/ICSEPE62686.2024.10931500
- [7] Xiazhou Xiong, Lanzhihao Zhou. Method of Short-term Load Forecasting at Electric Vehicle Charging Stations through Combining Multiple Deep Learning Models // 2023 2nd Asia Power and Electrical Technology Conference, p.740-744. IEEE, 2023. DOI: 10.1109/APET59977.2023.10489548.
- [8] Xi Zang, Xueqiang Chen, Delun Feng, Shan Tang, Yang Xu, Liu Yang, Xiandan Xie. A load forecasting method for charging stations based on K-means Clustering and Markov chain // 2024 7th Asia Conference on Energy and Electrical Engineering, p.232-236. 2024 IEEE | DOI: 10.1109/ACEEE62329.2024.10651621.
- [9] Avdhoot Patil. Electric Vehicle Charging Behavior and User Input. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.kaggle.com/datasets/awwdudee/ev-charging-forecasting-base>.

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДОЗИРОВКИ УПРАВЛЯЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ АВТОМАТИКИ РАЗГРУЗКИ ПРИ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС

Петрова А.А., Кац И.М.

ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Томск, Россия

e-mail: alina_petrova_petr@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Настройка локальных комплексов автоматики предотвращения нарушения синхронной динамической устойчивости по принципу П-ДО требует существенных трудозатрат. Специалисты службы электрических режимов многократно выполняют расчёты переходных процессов в различных схемно-режимных ситуациях с целью определения уставок и зависящих от них объёмов управляющих воздействий. Для сокращения трудоёмкости выбора уставок и объёмов управляющих воздействий от автоматики разгрузки при коротких замыканиях Саяно-Шушенской ГЭС в рамках рассматриваемой работы разрабатываются алгоритмы, позволяющие в дальнейшем автоматизировать данные процессы.

Материалы и методы: Использовалась методика определения уставок срабатывания по активной мощности АРКЗ Саяно-Шушенской ГЭС.

Результаты: Определены величины максимально допустимых перетоков активной мощности с учётом и без учёта противоаварийной автоматики, на основании которых производится выбор уставки срабатывания по активной мощности АРЗКЗ СШГЭС.

Выводы: Формализован алгоритм определения уставок срабатывания по активной мощности АРЗКЗ, АРБКЗ Саяно-Шушенской ГЭС. Также в ходе выполнения работы разработан алгоритм расчёта доаварийной мощности Саяно-Шушенской ГЭС и алгоритм ввода УВ с учетом состояния генерирующего оборудования и необходимости ввода балансирующего УВ.

Ключевые слова: автоматика разгрузки при коротких замыканиях, автоматика предотвращения нарушения устойчивости, расчёт уставки срабатывания по активной мощности, синхронная динамическая устойчивость.

DEVELOPMENT OF AN ALGORITHM FOR DETERMINING THE DOSAGE OF CONTROL ACTIONS OF UNLOADING AUTOMATION IN CASE OF SHORT CIRCUITS AT THE SAYANO-SHUSHENSKAYA HPP

Alina Petrova, Il'ya Katz

National Research Tomsk Polytechnic University

Tomsk, Russia

e-mail: alina_petrova_petr@mail.ru

Abstract

Background: Setting up local automation systems to prevent violations of synchronous dynamic stability according to the П-DO principle requires significant labor. The specialists of the electrical mode service repeatedly perform calculations of transients in various circuit-mode situations in order to determine the settings and the volumes of control actions depending on them. In order to reduce the complexity of selecting settings and the volume of control actions from automatic unloading during short circuits of the Sayano-Shushenskaya HPP, algorithms are being developed within the framework of the work under consideration that make it possible to further automate these processes.

Materials and methods: The method of determining the actuation settings based on the active capacity of the Sayano-Shushenskaya HPP was used.

Results: The values of the maximum allowable overflows of active power are determined, taking into account and without taking into account emergency automation, on the basis of which the setpoint of operation for the active power of the ARZKZ SSHGPP is selected.

Conclusions: An algorithm for determining the actuation settings for the active power of the ARZKZ and ARBKZ of the Sayano-Shushenskaya HPP has been formalized. Also, in the course of the work, an algorithm for calculating the pre-emergency

capacity of the Sayano-Shushenskaya HPP and an algorithm for introducing NS, taking into account the state of the generating equipment and the need to introduce balancing NS.

Key words: automatic unloading in case of short circuits, automatic stability control, calculation of the active power setpoint, synchronous dynamic stability.

1. ВВЕДЕНИЕ

Для обеспечения надежной работы энергосистемы Сибири и предотвращения аварий, связанных с потерей динамической устойчивости мощных электростанций, находящихся в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, в том числе и для Саяно-Шушенской ГЭС, необходимо применение противоаварийного управления, в частности автоматики разгрузки при коротких замыканиях (АРКЗ).

Определение параметров настройки АРКЗ выполняется специалистами службы электрических режимов (СЭР) Филиалов АО «СО ЕЭС» на основе расчетов и анализа ряда электромеханических переходных процессов (ЭМПП). Из-за длительности расчетов ЭМПП, необходимости подготовки исходных данных данная задача имеет достаточно большую трудоемкость.

Разработка алгоритма определения параметров срабатывания АРКЗ позволит снизить трудозатраты специалистов СЭР и минимизировать расчёты, выполняемые вручную.

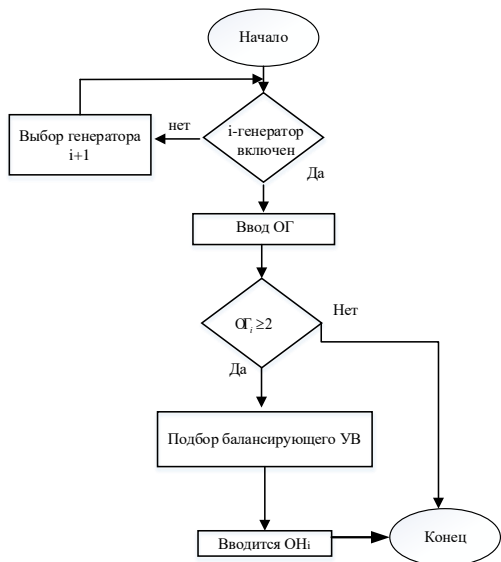


Рис. 1. Алгоритм УВ с учетом состояния генерирующего оборудования

II. МЕТОДИКА ВЫБОРА ПАРАМЕТРОВ СРАБАТЫВАНИЯ

Первоочередной задачей настройки АРКЗ является определение величины активной мощности генераторов СШГЭС в доаварийном режиме, при которой нарушается ДУ. Величина мощности генераторов СШГЭС в доаварийном режиме определяется итеративным путём на основе моделирования ЭМПП. Перед проведением расчётов ЭМПП в модели фиксируются состав включенного генерирующего оборудования СШГЭС. Переток активной мощности в контролируемом сечении

«Красноярск, Кузбасс-Запад» принимается в соответствии с расчетным значением (МДП+НК) для соответствующего режима. Специалистами СЭР ОДУ Сибири также было установлено, что наихудшие условия для ДУ наблюдаются при минимальном потреблении энергосистем республик Хакасия и Тыва, а также при нулевой генерации Березовской ГРЭС. При расчетах данные факторы не контролируются, так как потребление энергосистем республик Хакасия и Тыва фиксируется неизменной величиной по данным ОИК ОДУ Сибири, а генераторы на Березовской ГРЭС отключаются. В случае, если при моделировании возмущения ДУ не нарушается, то производится увеличение мощности генераторов СШГЭС на 100 МВт и расчёт ЭМПП повторяется. Такие действия выполняются до тех пор, пока не будет получено значение активной мощности генераторов СШГЭС, при котором ДУ нарушается. Чтобы определить наименьшую величину доаварийной мощности СШГЭС её мощность снижается на 50 МВт и осуществляется повторный расчёт ЭМПП. Если при таком значении доаварийной мощности генераторов СШГЭС ДУ не нарушается, то данное значение принимается за величину доаварийной мощности генераторов СШГЭС. Итоговый алгоритм расчёта величины доаварийной мощности генераторов СШГЭС представлен на рис. 1.

При работе АРКЗ СШГЭС предполагается 5 ступеней на выдачу управляющих воздействий (УВ). При вводе УВ на отключение более 2-х генераторов (ОГ) необходимо осуществить балансирующее отключение нагрузки. Так как очередность отключения генераторов отслеживается АДВ, то в процессе расчета принят следующий порядок: генераторы отключаются с 1-го по 10-й в соответствии с его загрузкой по активной мощности в доаварийном режиме по принципу: первыми отключаются наиболее загруженные генераторы.

Время реализации УВ зависит от вида и места нормативного возмущения.

III. АЛГОРИТМ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ СРАБАТЫВАНИЯ АРКЗ СШГЭС

На основе анализа существующей практики расчетов параметров срабатывания АРКЗ СШГЭС, был получен следующий алгоритм (см. рис. 2):

1. Моделируется КЗ у шин СШГЭС, в середине линии и в конце линии. Далее определяется предел нарушения ДУ.

2. В осях «Относительный сброс активной мощности – Мощность станции» строится прямая через точки, полученные в опытах. Указанная прямая является границей ДУ.

Далее осуществляется моделирование КЗ в начале, середине и конце линии с учетом УВ ОГ-1. По результатам расчетов также строится граница ДУ.

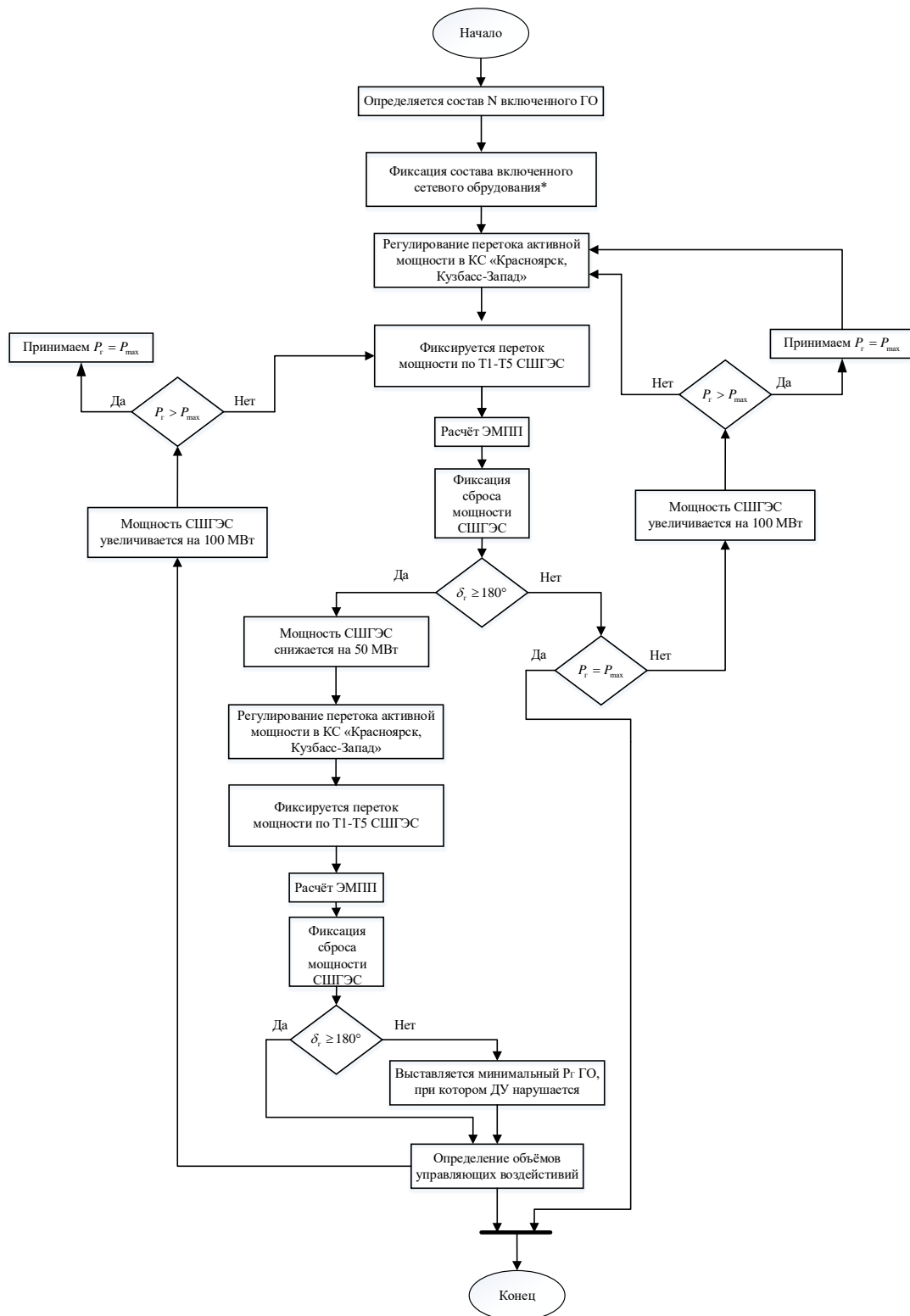


Рис. 2. Алгоритм расчёта величины доаварийной мощности

3. Аналогичные действия выполняются при вводе УВ ОГ-2 – ОГ-5. Также строятся прямые, олицетворяющие границы динамической устойчивости. Для каждой из построенных прямых определяется коэффициент K_1 по выражению (1).

$$K_1 = \frac{(P_2 - P_1)}{(\Delta P_2 - \Delta P_1)}, \quad (1)$$

где K_1 – коэффициент наклона прямой,

P_1 – мощность станции, соответствующая границе ДУ в одной из точек КЗ (МВт),

P_2 – мощность станции, соответствующая границе ДУ в одной из точек КЗ, причем $P_2 > P_1$ (МВт),

$\Delta P_2, \Delta P_1$ – относительный сброс мощности станции, соответствующей точке КЗ, при которой найдена величина P_2 и P_1 соответственно, о.е.

Относительный сброс мощности станции, соответствующей точке КЗ ранее определяется по выражению (2).

$$\Delta P_1 = 1 - \frac{P_{кз}}{P_0}, \quad (2)$$

где $P_{кз}$ – величина активной мощности станции в момент КЗ, измеряется по блочным трансформаторам СШГЭС (МВт),

P_0 – доаварийная мощность станции (МВт).

Для каждой ступени управления (ОГ-1СШ – ОГ-5СШ) определяется уставка срабатывания ФТКЗ СШГЭС по формульной зависимости (3).

$$P_{уст} = P_0 + K_1 \times \Delta P, \quad (3)$$

где P_0 – доаварийная мощность СШГЭС (МВт),

ΔP – относительный сброс мощности станции, соответствующий мощности P_0 , о.е.

Расчеты производятся для различного количества включенного генерирующего оборудования и нормальной и ремонтных схем.

В результате функционирования алгоритма определения доаварийного перетока мощности определяется объем ОГ, соответствующий ему доаварийный переток мощности и сброс мощности при КЗ.

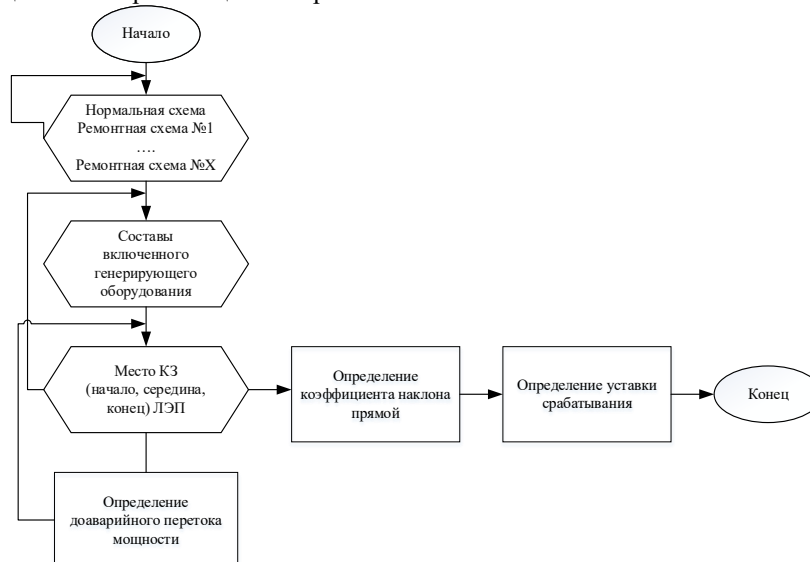


Рис. 3. Алгоритм определения уставок срабатывания

Далее определяются необходимые величины для определения параметров срабатывания АРКЗ. Итоговой алгоритм определения уставок представлен на рис. 3.

Предлагаемые в работе алгоритмы будут реализованы в виде расчетного модуля, интегрируемого в существующее программное обеспечение АРЭПП (Автоматизированный расчёт электромеханических переходных процессов). Данное ПО было разработано для автоматизации и снижения трудоемкости процесса расчёта предельного перетока по критерию обеспечения синхронной динамической устойчивости.

Разрабатываемый модуль будет использовать внутренние алгоритмические «макросы» (скрипты или программные сценарии) для автоматического расчета уставки срабатывания.

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ

По результатам данной работы была формализована существующая методика определения уставок срабатывания по активной мощности АРКЗ Саяно-Шушенской ГЭС.

Существующий подход к настройке АРКЗ требует значительных трудозатрат и не обладает должной степенью формализации, что затрудняет автоматизацию данного процесса и снижает оперативность принятия решений.

Разработанное решение формирует основу для последующей автоматизации процесса настройки АРКЗ Саяно-Шушенской ГЭС, что, в свою очередь, способствует снижению трудоёмкости расчётов и повышению надёжности работы энергосистемы при возникновении аварийных ситуаций.

Список литературы

- [1] Основы противоаварийной автоматики в электроэнергетических системах: Учебное пособие / Р.А. Вайнштейн, Е.А. Понамарев, В.А. Наумов, Р.В. Разумов. – Чебоксары: Изд-во РИЦ «СРЗАУ», 2015. – 180 с.В.
- [2] Методические указания по устойчивости энергосистем / Министерство энергетики Российской Федерации. – Москва: НЦ ЭНАС, 2018. – 25 с.
- [3] ГОСТ Р 55105-2019. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Нормы и требования. Утвержден и введен в действие 26.12.2019.
- [4] СТО 59012820.27.010.004-2020 Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях. – Москва, 2020.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ МОРСКИХ ПОРТОВ

Платонов Д.Ю., Дадонов А.Н.
Филиал АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ
Самара, Россия
e-mail: brounco@yandex.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Развитие Северного морского пути требует создания новых и реконструкции существующих морских портов. В системе электроснабжения морского порта наиболее мощным и распространенным видом электрического оборудования являются погрузочные краны грузоподъемностью от 3 до 50 тонн, характеризующиеся циклическим графиком электрической нагрузки при работе с контейнерами. Анализ существующей литературы показал дефицит исследований в части уточнения существующих методов моделирования.

Материалы и методы: Оценка расчетной электрической нагрузки портовых погрузочных кранов производится на основе индивидуального графика электрической нагрузки портового погрузочного крана при работе с контейнером массой 6 тонн. Фрагмент индивидуального графика электрической нагрузки портового погрузочного крана представляет из себя реализацию технологического процесса работы портового крана, включающего в себя четыре основных процесса: подъем контейнера, перемещение контейнера в зону погрузки, опускание контейнера, перемещение крана в рабочую область. Представленный в работе график электрической нагрузки портового погрузочного крана, в связи со сравнительно малой величиной электрической нагрузки в момент перемещения контейнера по рабочей области, можно представить в виде модели двухступенчатого графика электрической нагрузки.

Результаты: при одновременной работе от 4 до 8 погрузочных кранов вероятностное распределение ординат группового графика электрической нагрузки описывается законом Грамма-Шарлье типа А.

Выводы: для уточнения расчетной электрической нагрузки найдено аналитическое выражение эксцесса циклического графика электрической нагрузки погрузочного крана при их работе с контейнерным грузом.

Ключевые слова: график электрической нагрузки, погрузочный кран, расчетная электрическая нагрузка, система электроснабжения морского порта

FORECASTING THE ELECTRIC LOAD OF SEA PORTS

Dmitriy Platonov, Anatoliy Dadonov
Branch of JSC "SO UES" Samara Regional Dispatch Office
Samara, Russia
e-mail: brounco@yandex.ru

Abstract

Background: The development of the Northern Sea Route necessitates the construction of new and the reconstruction of existing seaports. Within a seaport's power supply system, the most powerful and prevalent type of electrical equipment is the loading crane, with lifting capacities ranging from 3 to 50 tons. These cranes are characterized by a cyclical electrical load profile during container handling operations. An analysis of the existing literature has revealed a lack of research focused on refining the existing modeling methods for these loads.

Materials and Methods: The assessment of the design electrical load for port loading cranes is based on an individual electrical load schedule of a crane handling a 6-ton container. A segment of this individual schedule represents the implementation of the crane's technological cycle, which comprises four primary processes: lifting the container, moving the container to the loading zone, lowering the container, and returning the crane to the working area. Due to the relatively low magnitude of the electrical load during the container's movement across the working area, the load schedule presented in this study can be represented as a two-step electrical load model.

Results: It is shown that during the simultaneous operation of 4 to 8 loading cranes, the probabilistic distribution of the ordinates of the group electrical load schedule is described by the Gram-Charlier type A law.

Conclusions: To refine the design electrical load, an analytical expression for the kurtosis of the cyclic electrical load schedule of loading cranes during container handling operations has been derived.

Key words: load curve, loading crane, calculated electrical load, seaport power supply system

I. ВВЕДЕНИЕ

Интенсификация судоходства по Северному морскому пути приводит к необходимости модернизации портовой инфраструктуры, в частности, кранового оборудования. Основными потребителями электроэнергии в портовых сетях являются погрузочные краны, чья работа характеризуется циклическим графиком электрических нагрузок [1].

Анализ существующих исследований и практики проектирования показывает, что современные работы преимущественно посвящены изучению новых типов кранов и грузов, в то время как фундаментальные принципы моделирования их электрических нагрузок (ЭН) остаются без существенных изменений и обладают рядом системных недостатков, например:

1. Недостаточный учет стохастической природы ключевых параметров;
2. Преобладание детерминированных методов над вероятностно-статистическими;
3. Отсутствие комплексного рассмотрения крановой нагрузки в общей структуре портовой энергосистемы.

Таким образом, существующие принципы моделирования не в полной мере отражают реальный характер нагрузки, что негативно сказывается на надежности, экономичности и качестве электроэнергии в портовых сетях.

В данной связи, объектом настоящего исследования выступает именно методология моделирования расчетных электрических нагрузок портовых кранов и её реализация в специализированном программном обеспечении, направленная на устранение указанных недостатков.

Целью работы является совершенствование математической модели для расчёта электрических нагрузок портовых кранов.

Схема питания погрузочных кранов в системе электроснабжения морского порта приведена на рис. 1. Погрузочные краны соединены с системой шин низкого напряжения главной понизительной подстанции порта 110/35/10(6) кВ через шкаф низковольтного комплектного устройства, а также специальные электрические колонки, совмещающие в себе функции коммутационного аппарата, счетчика электрической энергии, а также устройств защиты ЭП от перегрузок и токов коротких замыканий.

Согласно открытой информации в современных универсальных и контейнерных портах, абсолютно доминируют два типа погрузочных кранов: STS-краны (для судов) и RTG-краны (для площадок), что обусловлено глобальной контейнеризацией перевозок. В специализированных портах (навалочных, лесных) преобладают соответствующие типы башенных или мостовых кранов. В настоящей работе рассматривается работа RTG-крана.

В зависимости от назначения порта погрузочные краны работают со следующими группами грузов: штучные; навалочные, наливные, лесные. В настоящее время наибольшее распространение среди штучных грузов имеют сухогрузные морские контейнеры, отвечающие требованиям ГОСТ Р 53350-2009 [2].

Работа погрузочного крана с контейнером состоит из следующих операций: подъем контейнера, перемещение контейнера в зону погрузки, опускание контейнера, перемещение крана в рабочую область. Фрагмент индивидуального графика электрической нагрузки погрузочного крана с номинальной мощностью 20 кВт при работе с контейнером представлен на рис. 2, где в период с 0 до 25 секунд осуществляется подъем груза, в период с 25 до 60 секунд осуществляется перемещение груза, в период с 60 до 85 секунд опускание груза, а после 85 секунд производится возврат крана в рабочую область [3,4].

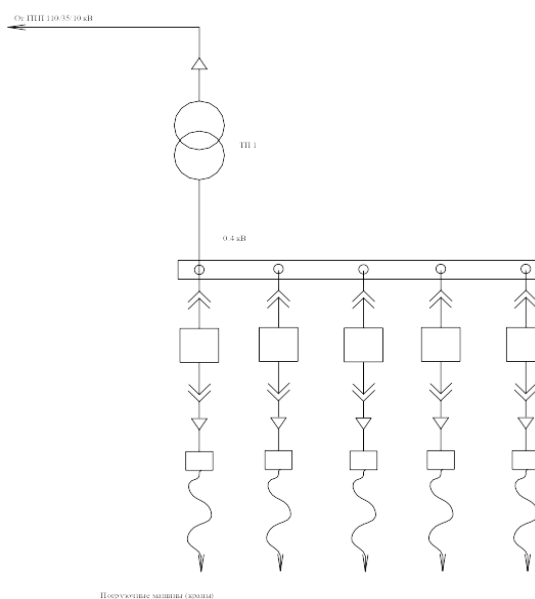


Рис. 1. Схема питания погрузочных кранов

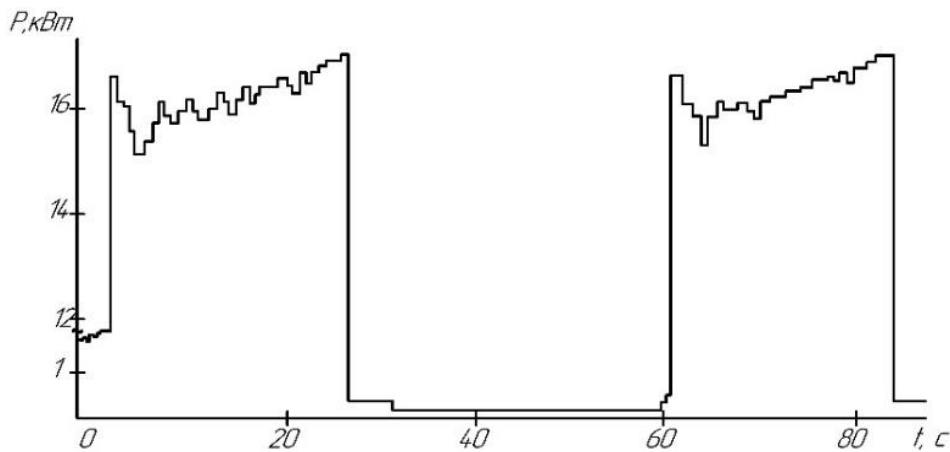


Рис.2. Индивидуальный график электрической нагрузки портового крана при работе с контейнерным грузом

На основании вида графика, приведенного на рис. 1, можно констатировать, что индивидуальный график электрической нагрузки погрузочного крана относится к классу циклических графиков [5], длительность включения и пауз, в которых изменяется по случайному закону. В рамках данного исследования фрагмент указанного графика предлагается описывать с помощью модели двухступенчатого циклического графика, представленного на рис. 3. Согласно этой модели, электрическая нагрузка крана формализуется как дискретная случайная величина

Потребление активной мощности в период подъема контейнера $P_в$

$$P_в = P_n k_з,$$

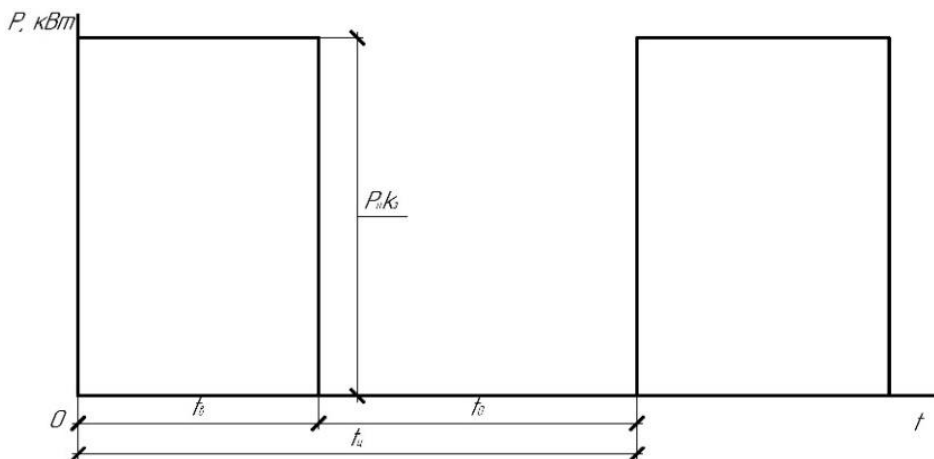


Рис. 3. Двухступенчатая модель циклического графика электрической нагрузки портового крана

II. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Аналитические методы расчета характеристик групповых графиков электрической нагрузки (ГЭН) базируются на ключевых положениях теории электрических нагрузок, а именно на следующих допущениях [5,6]:

1. Ординаты групповых ГЭН распределены по нормальному закону.
2. Отдельные электроприемники (ЭП) в группе работают независимо.
3. Процесс потребления электроэнергии группой ЭП является стационарным.

где: P_n – номинальная мощность погрузочного крана,
 $k_з$ – коэффициент загрузки.

Коэффициент включения

$$k_в = \frac{k_{И}}{k_з}$$

где: $k_{И}$ – коэффициент использования.

Коэффициент отключения $k_о$:

$$k_о = 1 - k_в$$

Выбор закона распределения зависит от размера группы: для $n \geq 10$ ЭП применяется нормальный закон, а для групп из 4–8 ЭП более точную аппроксимацию обеспечивает закон распределения Грамма-Шарлье типа А [6, 7, 8].

$$f_a(x) = f(x) - \frac{A}{6} f^{(3)}(x) + \frac{E}{24} f^{(4)}(x)$$

где: $f(x)$ – плотность распределения стандартного нормального закона; A – коэффициент асимметрии, зависящий от второго μ_2 и третьего μ_3 момента; E – коэффициент эксцесса.

$$A = \frac{\mu_3}{\mu_2 \sqrt{\mu_2}} = \frac{\mu_3}{DP \sqrt{DP}} \quad k_3 = \frac{3k_{II} \pm \sqrt{9k_{II}^2 - 8k_{II}^2}}{2} = \frac{3k_{II} \pm k_{II}}{2} \quad (3)$$

$$E = \frac{\mu_4}{DP^2} - 3$$

Поскольку для применения закона Грамма-Шарлье необходимы третий и четвертый моменты распределения, их определение является критически важным.

Если аналитическое выражение для третьего момента было представлено в более ранних исследованиях [6,7,8], то данная работа восполняет пробел, предлагая вывод выражения для четвертого момента μ_4 . В основе вывода лежит модель работы ЭП в режиме «включено-выключено». Данный режим параметризуется следующим образом: в состоянии «включено» t_B потреблением постоянной активной мощности и коэффициентом включения. Режим «выключено» характеризуется за время отключения.

$$P_B = P_H k_3$$

$$k_B = t_B / t_{II}$$

$$k_O = t_O / t_{II} = 1 - t_B / t_{II}$$

Далее, с учетом фундаментального соотношения $k_{II} = k_B k_3$ [4], конструируется ряд распределения случайной величины нагрузки. Полученный ряд распределения для модельного графика (рис. 3) представлен в табл. 1.

Таблица II. Ряд распределения значений электрической нагрузки для одного погрузочного крана

Значения электрической нагрузки, p_i (кВт)	$p_H k_3$	0
Вероятность значения электрической нагрузки, e_i	p_H / k_3	$1 - k_H / k_3$

Математическое ожидание и дисперсия СВ электрической нагрузки для изображенного на рис. 2, соответственно равны [9, 10]:

$$M[p] = p_C = p_H k_{II}; DP = p_H^2 k_{II} (k_3 - k_{II})$$

Подставляя значение дискретной СВ электрической нагрузки и соответствующие им вероятности из таблицы 1 в формулу четвертого момента [*], получим:

$$k_{II} = k_3 k_B = \mu_4 = \sum_{i=1}^n p_{II}^4 k_{II} (k_{II} - k_3) (k_3^2 + 3k_{II}^2 - 3k_{II} k_3) \quad (1)$$

Выражение в круглых скобках представим в виде:

$$k_3^2 - 3k_{II} + 2k_{II}^2 + k_{II}^2 \quad (2)$$

в котором первые три члена представляют собой квадратный трехчлен. Корни квадратного уравнения равны:

Из выражения (3) следует, что $k_3 = 2k_{II}$ и $k_3 = k_{II}$. Таким образом, квадратный трехчлен, как слагаемое в (2), запишется в следующем виде:

$$k_3^2 - 3k_{II} k_3 + 2k_{II}^2 = (k_3 - 2k_{II})(k_3 - k_{II}) \quad (4)$$

Подставляя (4) в (2), а (2) в (1), получим выражение для четвертого момента закона распределения ординат индивидуального графика нагрузки одного ЭП:

$$\mu_4 = p_{II}^4 k_{II}^4 (k_3 - k_{II}) [(k_3 - k_{II})(k_3 - k_{II}) + k_{II}^2]$$

III. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенного исследования получено аналитическое выражение эксцесса циклического графика электрической нагрузки погрузочного крана морского порта при работе с контейнерами, которое использовано в специализированной расчетной модели, прогнозирующей изменение электрической нагрузки в системе электроснабжения порта морского порта. Использование результатов работы для моделирования работы погрузочных кранов с рекуперацией без доработки специализированной расчетной модели не допустимо.

Список литературы

- [1] Толокнова, О.М. Методы расчета электрических нагрузок для оптимизации процесса электроснабжения морских и речных портов /О.М. Толокнова, А.В. Саушев, В.А. Шошмин // Труды международного симпозиума "Надежность и качество". – 2019. – Т. 2. – С. 57-60.
- [2] Официальная статистическая информация о перевозках водным транспортом.
- [3] Feras Alasali, Antonio Luque, Rayner Mayer, William Holderbaum. A Comparative Study of Energy Storage Systems and Active Front Ends for Networks of Two Electrified RTG Cranes. *Energies* 2019, 12, 1771; doi:10.3390/en12091771
- [4] Harrison, I, Pietrosanti, S, Luque, A, Mayer, R and Holderbaum, W (2018) Re-cording and analysing measurements from an RTG crane. *Measurement: Journal of the International Measurement Confederation*, 125. pp. 284-293. ISSN 0263-2241
- [5] Шидловский А.К; Вагин Г.Я.; Куренный Э.Г. Расчеты электрических нагрузок систем электроснабжения промышленных предприятий. М.: Энергоатом-издат, 1992.- 224 с.
- [6] Жежеленко И.В., Кротков Е.А., Степанов В.П. Методы вероятностного моделирования в расчетах характеристик электрических нагрузок потребителей. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2003. 220 с.
- [7] Гудков А.В. Расчет электрических нагрузок на низших ступенях иерархии систем электроснабжения машиностроительных предприятий.: дис. канд. техн. наук. Самарский государственный технический университет, 2009 г. 251 с.
- [8] Идиатулин Р.Ф. Совершенствование иерархически-структурного метода расчета электрических нагрузок на машиностроительных предприятиях.: дис. канд. техн. наук. Самарский государственный технический университет, 2012 г. 216 с.
- [9] Вентцель Е.С. Теория вероятностей. – М.: Высшая школа, 1999. – 576 с.
- [10] Платонов Д.Ю., Кротков Е.А., Степанов В.П. Моделирование расчетной электрической нагрузки погрузочного крана морского порта. *Интеллектуальная электротехника*. 2024. № 4 (28). С. 21-30

МАКСИМИЗАЦИЯ ЗАПАСА ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОЙ СЕТИ ПУТЕМ ОПТИМИЗАЦИИ НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Рец В.В.^{1,2}

¹ФГАОУ ВО «НИ ТПУ», ²Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири

¹Томск, ²Новосибирск, Россия

e-mail: vlad.rets@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: В настоящее время мероприятия по регулированию напряжения в узлах энергосистемы сводятся к поддержанию значений напряжения в контрольных пунктах в рамках границ графика напряжения. При управлении режимом энергосистемы и отсутствии дополнительных требований уровни напряжения устанавливаются в границах графика стохастически. Между тем, указанный регулировочный диапазон возможно использовать с целью максимизации запаса пропускной способности контролируемых сечений по активной мощности при планировании и управлении электроэнергетическим режимом. В данной статье представлен подход к расчету оптимальных управляющих воздействий на средства регулирования напряжения для достижения цели регулирования.

Материалы и методы: RastrWin3, программа для автоматизации расчетных экспериментов на языке C#.

Результаты: Разработан автоматизированный метод повышения запаса пропускной способности электрической сети путем оптимального управления напряжением в узлах энергосистемы.

Выводы: Разработанный метод позволяет на основании данных о схемно-режимной ситуации получать управляющие воздействия на средства регулирования напряжения, обеспечивающие максимизацию запаса пропускной способности контролируемого сечения по активной мощности. Апробация предложенных решений выполнена на математической модели реальной энергосистемы с использованием данных о ее фактическом режиме работы на интервале суток. Продемонстрирован положительный эффект применения алгоритма адаптивного подбора весовых коэффициентов на результат решения оптимизационной задачи.

Ключевые слова: оптимизационная модель, управление напряжением, пропускная способность электрической сети, реактивная мощность, допустимые перетоки активной мощности, контролируемое сечение, многокритериальная оптимизация.

MAXIMIZATION OF TRANSMISSION CAPACITY MARGIN IN THE MAIN GRID VIA VOLTAGE OPTIMIZATION AT POWER SYSTEM NODES

Vladislav Rets^{1,2}

¹Tomsk Polytechnic University, ²«System Operator of the United Power System» Joint-stock Company, Novosibirsk

¹Tomsk, ²Novosibirsk, Russia

e-mail: vlad.rets@mail.ru

Abstract

Background: Currently, voltage regulation measures at power system nodes are reduced to maintaining voltage values at monitoring points within the limits of the voltage schedule. When controlling the power system mode and in the absence of additional requirements, voltage levels are set stochastically, taking into account the schedule boundaries. Meanwhile, the specified regulation range can be utilized to maximize the transmission capacity margin of controlled cross-section in terms of active power during power system mode planning and control. This article presents an approach to calculating optimal control actions for voltage regulating devices to achieve the regulation objective.

Materials and Methods: RastrWin3, a program for automating computational experiments in C#.

Results: An automated method has been developed to enhance the transmission capacity margin of the electric grid through optimal voltage control at power system nodes.

Conclusions: The developed method enables generating control actions for voltage regulating devices based on data about the network-mode situation, ensuring maximization of the transmission capacity margin for the controlled cross-section in terms of

active power. Validation of the proposed solutions was performed using a mathematical model of a real-world power system, incorporating data on its actual operating mode over a 24-hour period. The positive effect of applying an adaptive weighting coefficient selection algorithm on the outcome of the optimization problem was demonstrated.

Key words: optimization model, voltage control, power transmission capacity, reactive power, admissible active power flows, controlled cross-section, multi-criteria optimization.

I. ВВЕДЕНИЕ

Современная электроэнергетика характеризуется масштабной трансформацией, связанной с децентрализацией генерации на основе возобновляемых источников (ВИЭ) и появлением новых типов потребителей (электромобили, центры обработки данных). Это приводит к стохастичности режимов работы, резким колебаниям мощности и систематическим проблемам с пропускной способностью сетей.

Существующие методы повышения пропускной способности, такие как увеличение угла сдвига фаз или снижение сопротивления линии, требуют значительных инвестиций. Другой перечень возможных способов повышения пропускной способности электрической сети основан на совершенствовании работы уже существующей инфраструктуры путем внедрения систем автоматического режимного и противоаварийного управления и мониторинга ее состояния [1]. Такие способы являются менее капиталоемкими и на текущем этапе развития технологий диспетчерского управления могут быть реализованы в более сжатые сроки.

Несмотря на развитие информационных технологий в ЕЭС России, возможность скоординированного автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности остается нереализованной. Между тем, изменение баланса реактивной мощности может способствовать повышению пропускной способности сети, например, повышая значение предельной активной мощности по статической аperiodической устойчивости и соответствующий максимально допустимый переток активной мощности (МДП) в контролируемом сечении (КС).

Однако такой способ регулирования требует совершенствования методических подходов к управлению режимом энергосистемы и разработки автоматизированных алгоритмов расчета управляющих воздействий (УВ) на средства регулирования напряжения (СРН).

II. МЕТОД ПОВЫШЕНИЯ ЗАПАСА ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Разработанный метод заключается в реализации оптимальных УВ на СРН, направленных на повышение разницы между допустимым и фактическим перетоком активной мощности в КС. В случаях, когда допустимый переток в КС определяется критерием обеспечения статической устойчивости, задачу выбора УВ на СРН предлагается решать исходя из цели обеспечения максимума напряжения в наиболее чувствительном узле. При токовых ограничениях УВ на СРН направлены на обеспечение максимального значения активной

составляющей перетока мощности в ограничивающей ветви.

Расчет УВ производится по следующему алгоритму:

1) определение узла, напряжение в котором характеризует близость к пределу по статической аperiodической устойчивости в рассматриваемом КС;

2) определение СРН, наиболее эффективных для регулирования напряжения в выбранном узле;

3) расчет УВ в соответствии с принятой оптимизационной моделью, в котором в общем случае участвуют как коммутируемые, так и плавнорегулируемые СРН, выбранные на предыдущем шаге алгоритма.

Оптимизационная модель предназначена для нахождения вектора УВ на ограниченное число оптимизируемых СРН $Q_{УВ}$ по следующим критериям:

1) максимизация напряжения в наиболее чувствительном узле k_u ;

2) минимизация перетока активной мощности в КС k_p ;

3) максимизация коэффициента мощности передачи по ограничивающей связи k_{cos} (контролируется лишь в случае токовых ограничений);

4) максимизация резерва реактивной мощности СРН k_e .

Указанные критерии объединяются в целевую функцию $F(Q_{УВ})$ в виде взвешенной суммы с соответствующими весовыми коэффициентами w_u, w_p, w_{cos}, w_e . Весовые коэффициенты в сумме составляют единицу. Подробное описание оптимизационной модели представлено в [2].

В качестве метода оптимизации используется метод дифференциальной эволюции – стохастический алгоритм численной оптимизации, предназначенный для поиска глобального экстремума, и применяемый в различных прикладных задачах электроэнергетики [3].

Предлагаемый подход при отсутствии аналитической зависимости запаса пропускной способности от нагрузки СРН позволяет сократить время решения оптимизационной задачи за счет исключения необходимости расчета допустимого перетока на каждом шаге итерационного процесса решения. Кроме того, предложенная постановка задачи оптимизации позволяет повышать запас пропускной способности сети при любых критериях назначения МДП в КС [4] с учетом изменения потребления активной мощности в энергосистеме в соответствии со статической характеристикой нагрузки (СХН) по напряжению.

Наибольшая эффективность описанного метода при управлении режимом может быть достигнута путем

автоматизации как расчета УВ, так и передачи УВ на объекты управления. Однако на текущем этапе развития отечественных технологий диспетчерского управления предлагаемый подход может быть реализован лишь при оперативном управлении режимом путем расчета УВ в «советчике» диспетчера и отдачей соответствующих стандартных документируемых диспетчерских команд на энергообъекты.

При этом оптимизационная модель учитывает ограничения, связанные с соблюдением границ графика напряжения в контрольных пунктах (КП). Таким образом, предлагаемый метод не противоречит действующему регламенту по регулированию напряжения в узлах энергосистемы, так как реализация рассчитанных УВ на СРН не приводит к выходу значений напряжения в узлах энергосистемы за границы, соответствующие границам графика напряжения в КП.

С целью повышения достоверности оптимизационной модели перед расчетом УВ производится определение значений весовых коэффициентов по следующему алгоритму:

1) формирование выборки пар значений «Изменение запаса пропускной способности, МВт» - «Взвешенная сумма значений критериев оптимизации, о.е.» в скользящем часовом окне результатов расчета, предшествующих текущему запуску расчета;

2) определение весовых коэффициентов, соответствующих наибольшему значению корреляции Пирсона для выборки из п.1.

Подбор весовых коэффициентов направлен на приоритизацию критериев оптимизации при стохастическом характере изменения схемно-режимных условий. Например, при увеличении потребления в энергосистеме критерий повышения напряжения может приводить к решениям с превалирующим повышением фактического перетока активной мощности в связи с изменением потребления в соответствии с СХН. В таком случае расчет УВ должен производиться в большей степени исходя из минимизации фактического перетока активной мощности в КС.

III. ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ

Апробация разработанных решений была проведена на реальных данных о режиме работы объединенной энергосистемы Сибири на примере КС «Братск-Иркутск» в интервале одних суток. Через указанное КС обеспечивается передача мощности крупных гидроэлектростанций в южную часть энергосистемы Иркутской области, а также в энергосистемы Республики Бурятия, Забайкальского края и Монголии. КС является частичным и включает три линии электропередачи номинальным напряжением 500 кВ.

Для решения оптимизационной задачи были задействованы только плавнорегулируемые СРН. Такой подход может снижать общую эффективность регулирования из-за взаимного влияния СРН, относящихся к типу коммутируемых и не отобранных для поиска оптимального решения. Однако применение коммутируемых средств в предлагаемом методе на практике может потребовать предварительной подготовки режима, в том числе с загрузкой и разгрузкой электростанций, с целью снижения тяжести последствий

возможных аварийных отключений при выполнении переключений. Указанное обстоятельство противоречит предлагаемому принципу управления, при котором пропускная способность максимизируется оперативно без изменения баланса активной мощности в энергосистеме. В случае с использованием для регулирования трансформаторов с устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) следует учитывать и степень физического износа оборудования для оценки фактической возможности РПН. Исследование описанных явлений входит в рамки дальнейших исследований.

За рассматриваемый период критерием определения МДП являлось обеспечение нормативного коэффициента запаса статической аperiodической устойчивости, поэтому вес при коэффициенте мощности w_{\cos} автоматически принимался равным нулю. Вес критерия максимизации резерва реактивной мощности СРН w_e принимает значение 10^{-4} с целью масштабирования данного критерия – такой подход допустим в связи с отсутствием прямого влияния критерия на запас пропускной способности КС. Веса оставшихся критериев w_u и w_p подбирались по описанному ранее алгоритму и исходя из равенства суммы весов единице. Результат подбора представлен на рис. 1.



Рис. 1. Значения весового коэффициента повышения напряжения w_u , о.е.

Рис. 2 наглядно отражает влияние выбираемых значений весовых коэффициентов на достоверность оптимизационной модели. При повышении перетока в утренний и вечерний максимумы потребления стратегия расчета УВ с неизменными весами приводит к превалирующему над повышением МДП увеличением перетока в КС и, соответственно, к отрицательному изменению запаса пропускной способности.

Оптимизационный расчет с применением алгоритма адаптивного подбора весовых коэффициентов позволяет повысить запас пропускной способности КС на величину до 90 МВт и на 50 МВт выше в среднем за рассматриваемые сутки в сравнении с неизменным значением весов. Описанный результат достигается в рамках регулировочного диапазона существующих в энергорайоне СРН и в рамках границ графика напряжения в соответствующих КП.

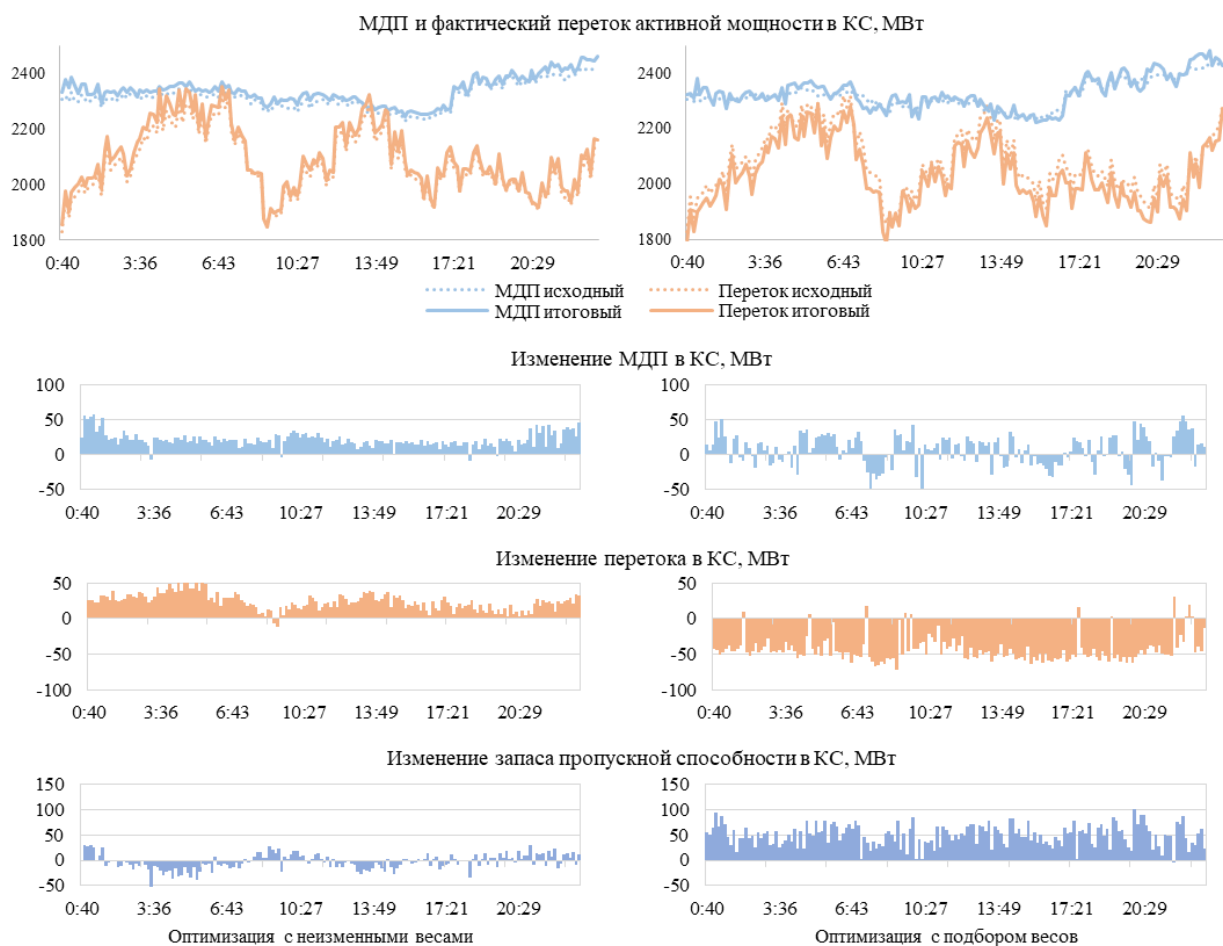


Рис. 2. Изменение наблюдаемых величин в результате оптимизации на суточном интервале

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ

Ожидаемый эффект от разработанного метода повышения запаса пропускной способности на примере КС «Братск-Иркутск» составляет до 90 МВт при использовании лишь плавнорегулируемых СРН. Использование разработанных алгоритмов и оптимизационной модели позволит повысить эффект от применения Системы мониторинга запасов устойчивости на этапе планирования и управления электроэнергетическим режимом. Предложенная оптимизационная модель может быть положена в основу алгоритма централизованной системы регулирования напряжения в узлах энергосистемы. В то же время ее внедрение в отечественную практику оперативно-диспетчерского управления может быть выполнено гораздо быстрее в виде «советчика» диспетчера, предназначенного для поддержки принятия решений в целях предотвращения и ликвидации перегрузки КС.

Разработанный алгоритм адаптивного подбора весовых коэффициентов позволяет рассчитывать УВ на СРН, соответствующие изменению запаса на 50 МВт выше в среднем за рассматриваемые сутки в сравнении с результатами без изменения значений весов.

В рамках дальнейших исследований будет выполнена доработка алгоритма расчета УВ с привлечением к оптимизации совместно плавнорегулируемых и

коммутируемых СРН, например, батарей статических конденсаторов и коммутируемых реакторов, в процессе оптимизации режима. Предполагается, что такой подход позволит снижать расходуемый резерв реактивной мощности для достижения цели регулирования.

Список литературы

- [1] Внедрение системы мониторинга запасов устойчивости при планировании и управлении электроэнергетическим режимом ОЭС Сибири / В. Г. Неуймин, А. Ю. Останин, А. А. Томалев // Энергия единой сети. – 2019. – № 6. – С. 32.
- [2] Модель для оптимизации управления напряжением для повышения пропускной способности электрической сети / Останин А. Ю., Прохоров А. В., Реч В. В. // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2025. № 1. С. 82–95.
- [3] Lakshminarasimman L., Subramanian S. Applications of differential evolution in power system optimization // Advances in Differential Evolution. Berlin, Heidelberg, 2008. P. 257–273. URL: https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-540-68830-3_10.
- [4] Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем»: Приказ № 630 от 3 авг. 2018 г. : утвержден Министерством энергетики Российской Федерации / Минэнерго России. – 2018.

ПРОБЛЕМЫ СОВРЕМЕННЫХ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ МОДЕЛЕЙ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СПРОСА НА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ И ПОДХОДЫ К ИХ РЕШЕНИЮ

Саитов С.Р.

ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»

Казань, Россия

e-mail: caapel@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Прогнозирование спроса на электрическую мощность является одной из важнейших научных и практических задач в области электроэнергетики. Точность таких прогнозов существенно влияет на эффективность всего электротехнического комплекса и условия работы рынков электроэнергии. С недавних пор для решения такой важной и сложной задачи стали применяться интеллектуальные модели: машинного и глубокого обучения, гибридные модели. Эти модели, в отличие от традиционных (статистических) методов прогнозирования, позволяют учитывать сложные экзогенные факторы со сложной нелинейной зависимостью. Но вместе с тем они также обладают ограниченной интерпретируемостью, высокой ресурсоёмкостью и низкой обобщающей способностью. Таким образом существует необходимость создания простой, быстрой и интерпретируемой модели с коммерчески-приемлемой точностью, обладающей высоким потенциалом к масштабированию на различные энергосистемы.

Материалы и методы: Материалом для исследования стали данные об энергопотреблении гарантирующего поставщика Республики Татарстан за период с января 2013 по ноябрь 2025 года. Архитектура модели базировалась на методе экстремального градиентного бустинга решающих деревьев (XGBoost). Поиск оптимальной обучающей выборки выполнялся методом Learning Curve. Кодирование категориальных признаков производилось по методу label encoder. Интерпретация связи признаков модели осуществлялась методами SHapley Additive exPlanations.

Результаты: Оценены перечень, объем и доступность данных для обучения интеллектуальных моделей. Оценён оптимальный размер обучающей выборки. Предложена новая функция потерь для обучения и тестирования прогнозных моделей. Разработана и предложена модель с коммерчески-приемлемой погрешностью.

Выводы: Дефолтные модели, реализующие алгоритмы классического машинного обучения, в частности ансамблевый XGBoost-метод, показали эффективность, сопоставимую со сложными гибридными моделями. При этом их быстрота, малая ресурсоёмкость и отсутствие необходимости команды с большим опытом разработки и обслуживания, в совокупности с предложенной стратегией интерпретации, делают их оптимальным и масштабируемым решением для задач прогнозирования спроса на энергопотребление.

Ключевые слова: прогнозирование энергопотребления, коммерческий оператор, системный оператор, рынки электроэнергии, гарантирующий поставщик, искусственный интеллект, машинное обучение.

PROBLEMS OF MODERN INTELLIGENT MODELS FOR FORECASTING ELECTRICITY DEMAND AND APPROACHES TO SOLVING THEM

Stanislav Saitov

Kazan State Power Engineering University

Kazan, Russia

e-mail: caapel@mail.ru

Abstract

Background: Forecasting electrical power demand is one of the most important scientific and practical problems in the electric power industry. The accuracy of such forecasts significantly impacts the efficiency of the entire electrical engineering complex and the operating conditions of electricity markets. Recently, intelligent models – machine learning, deep learning, and hybrid models – have been applied to solve this important and complex problem. These models, unlike traditional (statistical) forecasting methods, allow for the consideration of complex exogenous factors with complex nonlinear relationships. However, they also have limited interpretability, high resource intensity, and low generalization ability. Therefore, there is a need to create a simple, fast, and interpretable model with commercially acceptable accuracy and high scalability across various power systems.

Materials and Methods: The study used energy consumption data from the Republic of Tatarstan's guaranteed energy supplier for the period from January 2013 to November 2025. The model architecture was based on the extreme gradient boosting of decision trees (XGBoost). The optimal training set was found using the Learning Curve method. Categorical features were encoded using the label encoder method. Model feature relationships were interpreted using SHapley Additive exPlanations.

Results: The list, volume, and availability of data for training intelligent models were assessed. The optimal training set size was estimated. A new loss function for training and testing predictive models was proposed. A model with commercially acceptable error was developed and proposed.

Conclusions: Default models implementing classical machine learning algorithms, in particular the ensemble XGBoost method, demonstrated performance comparable to complex hybrid models. Moreover, their speed, low resource consumption, and lack of need for a team with extensive development and maintenance experience, coupled with the proposed interpretation strategy, make them an optimal and scalable solution for energy demand forecasting.

Key words: energy demand forecasting, commercial operator, system operator, electricity markets, guaranteed supplier, artificial intelligence, machine learning.

I. ВВЕДЕНИЕ

Современный оптовый рынок электрической энергии и мощности (ОРЭМ) – это динамичная и сложная система, где электроэнергия покупается и продаётся в основном через конкурентные торги. Задача этого рынка – уравновесить предложение и спрос на электрическую энергию посредством рыночных механизмов, синхронизируя тем самым процесс производства и потребления электрической энергии. Сам ОРЭМ включает три торговых сектора: рынок на сутки вперёд (РСВ), балансирующий рынок (БР) и сектор регулируемых договоров. Наиболее весомым сегментом оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) является рынок на сутки вперёд (РСВ): доля продаж в нём составляет 74,7% в I и 70,4% во II ценовых зонах соответственно, включая 1,6 млн. ценовых заявок.

Покупатели на РСВ (гарантирующие поставщики, независимые энергосбытовые компании, крупные промышленные потребители) обязаны ежедневно подавать заявки коммерческому оператору с объёмом покупаемой электроэнергии (ЭЭ) на ближайшие сутки с разбивкой по часам. Отклонения фактического потребления от прогнозной заявки оплачиваются по более высоким тарифам БР. Уточнение прогнозных заявок потребителями даже на 1% способно привести к существенному сокращению издержек всех участников рынка, повышению энергоэффективности электро- и теплогенерирующего оборудования, стабильности функционирования энергосистемы и надёжности энергоснабжения потребителей [1].

Таким образом, прогнозирование спроса на электроэнергию имеет важное экономическое значение для всех участников ОРЭМ.

Традиционно для решения такой сложной и важной научной задачи применяются классические статистические методы – AR, ARIMA, SARIMA, EML, GARCH и др. Они хорошо описывают циклический характер энергопотребления, обусловленный сезонными факторами. Однако из-за своей линейной структуры они неспособны учесть экзогенные факторы со сложной нелинейной зависимостью [2].

Вместе с тем в последние годы стали набирать популярность интеллектуальные модели, в частности модели машинного (Machine Learning, ML) и глубокого (Deep Learning, DL) обучения, а также гибридные модели (Hybrid model), совмещающие в себе сразу несколько DL и ML методов. Эти модели хорошо улавливают долгосрочные зависимости и нелинейности, и способны учитывать не только числовые признаки (температуру наружного воздуха, индекс БР и т.д.), но и категориальные (тип дня, сезонность и т.д.).

Обзор исследований, выполненный в работе [2] показал, погрешность интеллектуальных моделей находится в коммерчески приемлемых пределах (MAPE < 1,5%). Однако эти модели, особенно их гибридные варианты, имеют повышенную сложность проектирования и реализации; требуют наличие команды с опытом разработки и обслуживания; обладают большой ресурсоёмкостью и низкой интерпретируемостью; и не способны масштабироваться на другие энергосистемы.

Цель настоящего исследования – получить простую, быструю и интерпретируемую ML-модель с коммерчески-приемлемой погрешностью (MAPE < 1.5%), обладающей высоким потенциалом к масштабированию и воспроизводимости результатов.

II. СБОР И ПРЕПРОЦЕССИНГ ДАННЫХ

Данные для исследования были предоставлены гарантирующим поставщиком республики Татарстан. Данный регион является одним из 9 участников объединённой энергосистемы (ОЭС) Средней Волги. При этом на его потребление приходится до 40% всей генерируемой энергии ОЭС.

Набор данных содержит объёмы измеренной электрической нагрузки с 1 января 2013 года по 31 октября 2025 года с периодичностью в 1 час. Для построения комплексной модели, достоверно отражающей сложные взаимосвязи энергопотребления с экзогенными факторами, данный набор был расширен погодными и календарными признаками, а также данными Системного Оператора.

Погодные условия, в частности температура наружного воздуха, были получены из источника <https://kazan.nuipogoda.ru/>. Так как данные о погоде публикуются с интервалами в 3 часа (8 показаний в сутки),

пропуски между записями заполнялись полиномиальной интерполяцией третьего порядка.

Календарные признаки – час, день, месяц, год, день недели, тип дня – добавлялись на этапе препроцессинга данных. Тип дня – рабочий, выходной, предпраздничный и праздничный (в том числе национальные праздники) – определялись на основе регионального производственного календаря из источника <https://mtsz.tatarstan.ru/eng/>.

Данные Системного Оператора были получены из источника <https://br.so-ups.ru/> и включали фактический (ActGen) и планируемый (PredGen) объем генерации, фактический (ActCons) и планируемый (PredCons) объёмы потребления электроэнергии в регионе. Примерно 60% этого потребления приходится на гарантирующего поставщика. В дополнение к перечисленным признакам, из этого источника также был добавлен ИБР – индекс балансирующего рынка.

Дополнительно, из источника <https://www.atsenergo.ru/>, были собраны данные о надбавках БР, добавляемых к тарифам РСВ за каждый перепотреблённый сверх плана МВт·ч электроэнергии (A_gr_P); а также данные о штрафах за недопотребления по плану (P_gr_A). Эти данные не включались в общий датасет, но были использованы при расчёте штрафных финансовых функций и метрик.

Препроцессинг данных включал:

- кодирование типа дня методом label encoder – будний: 0, предпраздничный: 1, праздничный: 2, и выходной: 3. Порядок кодирования определялся с учётом особенностей алгоритма решающего дерева. Полученные результаты помечены как новый признак TypeDay (Table 3);
- разделение параметра Date на признаки – Year: 2013–2025, Month: 1–12, Day: 1–31 and Hour: 0–23;
- добавление признака WeekDay с днями недели – Monday: 0, Tuesday: 1, Wednesday: 2, Thursday: 3, Friday: 4, Saturday: 5, Sunday: 6;
- добавление временного лага энергопотребления на –1...–7 сутки: lag-1...lag-7.

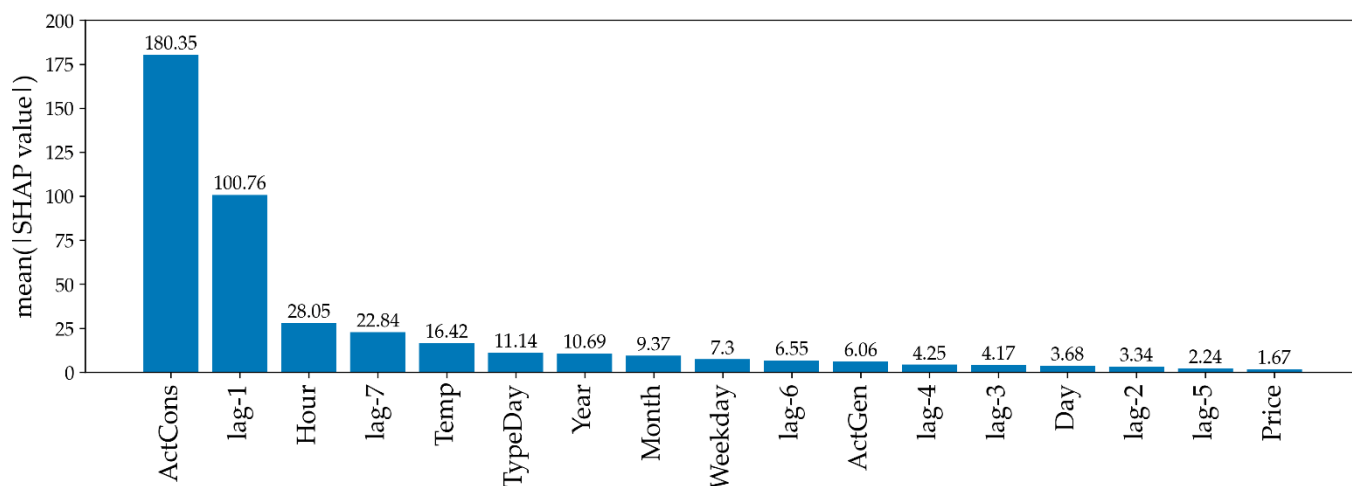


Рис. 2. Степень зависимости спроса на электроэнергию от различных экзогенных факторов в контексте XGBoost регрессора и оценщика SHAP

Таким образом, итоговый датасет состоял из 112 488 записей и 17 признаков.

III. РАЗВЕДЫВАТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ДАННЫХ

Разведывательный анализ данных заключался в оценке значимости исходных признаков.

На первом этапе выполнялся корреляционный анализ данных, который показал, что спрос на электроэнергию (Vol, рис. 1) имеет сильную зависимость с годом и часом потребления, температурой наружного воздуха, и особенно – с фактическим потреблением и генерацией энергии в целом по региону, а также с ИБР (Price).

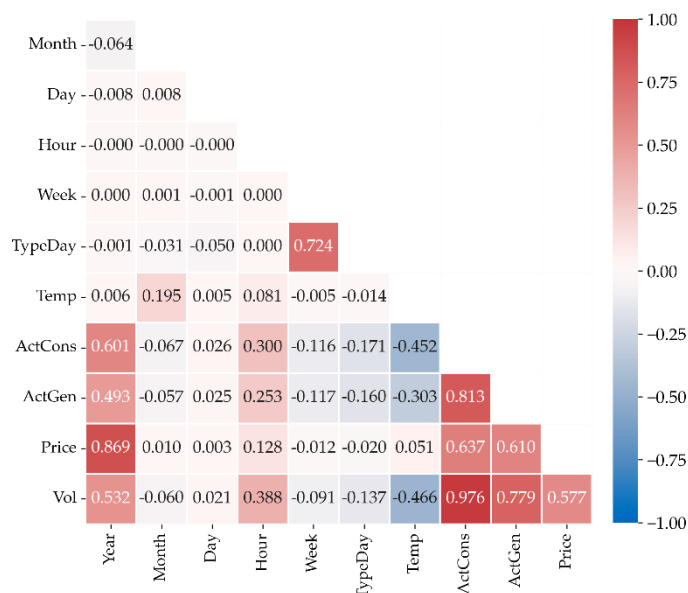


Рис. 1. Корреляция исходных данных с целевым признаком

На втором этапе оценивалась значимость признаков с точки зрения XGBoost-регрессора. Для этого использовался оценщик SHAP – SHapley Additive exPlanations (рис. 2).

На третьем этапе определялись конкретные паттерны признаков, влияющие на спрос на электроэнергию (рис. 3).

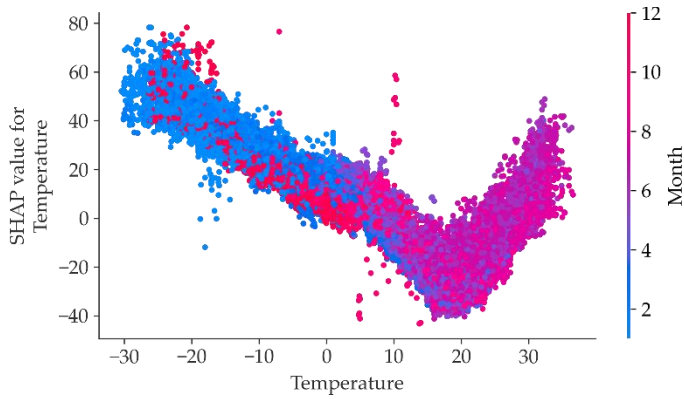


Рис. 3. Пример влияния единичного признака (температуры) на энергопотребление

IV. МЕТОД ИССЛЕДОВАНИЯ

Моделирование взаимосвязей между исходными данными и объёмом потребления ЭЭ осуществлялось методом экстремального градиентного бустинга (XGBoost) решающего дерева (рис. 4) в среде разработки Jupyter Notebook (Python).

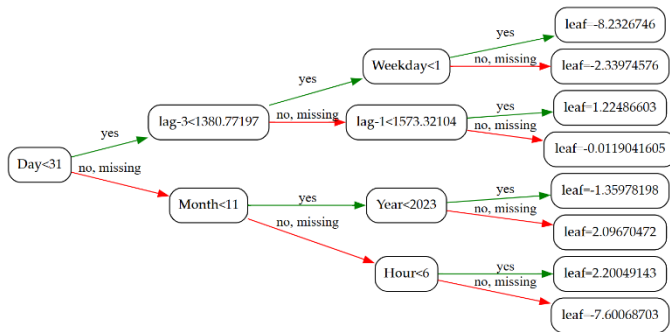


Рис. 4. Пример одного решающего дерева из ансамбля деревьев

Настройка гиперпараметров модели выполнялась методом кросс-валидации с помощью сетки гиперпараметров (GridSearchCV). В настройках кросс-валидации указывался метод TimeSeriesSplit с 5 разрезами данных. В целях минимизации алгоритма сетка строилась из одного гиперпараметра – «глубина дерева».

Оптимальный размер обучающей выборки определялся методом Learning Curve (рис. 5) и составил 10 лет.

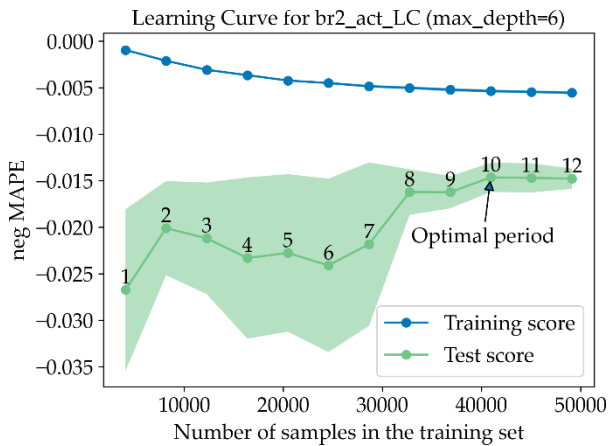


Рис. 5. Оптимальный период обучения модели с позиции метрики MAPE

Качество модели оценивалось на скрытой от обучения и тестов валидационной выборке (январь-октябрь 2025 г.) с помощью средней абсолютной процентной ошибки (1):

$$MAPE = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{|R_i - P_i|}{R_i}, \quad (1)$$

где: R_i , P_i – фактические и прогнозные значения соответственно; n – размер валидационной выборки.

В дополнение к стандартной метрике MAPE была предложена финансовая функция потерь – $loss$ (2):

$$CLFBM = \sum_{i=1}^n \left(\frac{|A_i - P_i| \times T_{A_gr_P} \cdot A_i > P_i}{|A_i - P_i| \times T_{P_gr_A} \cdot A_i \leq P_i} \right). \quad (3)$$

После получения основных результатов, дополнительно, в рамках эксперимента, в модель был введён дополнительный признак – планируемые объёмы потребления ЭЭ клиентов 5 и 6 ценовых категорий.

V. РЕЗУЛЬТАТЫ

Результаты валидации на данных 2025 года приведены в таблице I. Как видно из таблицы, добавление дополнительного признака, с одной стороны, снизило точность модели (с 1,32% до 1,498%), а с другой – повысило её экономическую эффективность (снижение потерь на БР на 1,646 млн. руб. за 10 месяцев 2025 года). Это говорит о том, что применяемая повсеместно метрика MAPE не всегда объективна в оценке моделей.

Таблица I. РЕЗУЛЬТАТЫ ВАЛИДАЦИИ XGBOOST-МОДЕЛЕЙ

Месяц / MAPE	Модель с 17 признаками	Модель с 18 признаками (+ данные по 5 и 6 ЦК)
Январь	1,547%	1,633%
Февраль	1,022%	1,204%
Март	1,03%	1,264%
Апрель	1,432%	1,593%
Май	1,884%	2,034%
Июнь	1,538%	1,908%
Июль	1,8%	1,836%
Август	1,287%	1,26%
Сентябрь	1,056%	1,385%
Октябрь	1,105%	1,431%
Итого	1,32%	1,498%
Потери на БР, руб	28.895.117	27.248.283

Полученные результаты (таблица I) свидетельствуют о достижении поставленных целей. Предлагаемая модель [3] обладает коммерческой привлекательностью, а благодаря своей архитектуре – малой ресурсоёмкостью и высокой производительностью, что делает её оптимальным и масштабируемым решением для задач прогнозирования спроса на энергопотребление.

Список литературы

- [1] Саитов С.Р., Арасланова О.Ш. Применение машинного обучения при прогнозировании энергопотребления региональной энергосистемы. // Сборник докладов XIV Международной научной технической конференции СИРЭ “Электроэнергетика глазами молодежи”. – Ставрополь. – 2024. – Том 1. – С. 93-96.
- [2] Beloiev, N.I., Saitov, S.R., Filimonova, A.A., Chichirova, N.D., Babikov, O.E., Iliev, I.K. Short-Term Electrical Load Forecasting Based on XGBoost Model // Energies – 2025. – № 18(19). – P. 5144.
- [3] Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ “Автоматизированная система генерации заявки на энергопотребление для РСВ ОРЭМ” №2025688100 от 16 октября 2025 года / С.Р. Саитов, Н.Д. Чичирова.

ПРИМЕНЕНИЕ УСТРОЙСТВ ПРОДОЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИИ КАК АЛЬТЕРНАТИВА СЕТЕВОМУ СТРОИТЕЛЬСТВУ

Столяров Е.П.
Филиал АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ
Красноярск, Россия
e-mail: stoliarov-ep@krsk.so-ups.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Увеличение плотности нагрузки и уровня потребления в ЕЭС России неизбежно приводит к необходимости модернизации электроэнергетического комплекса. Наиболее универсальным и эффективным способом усиления связей между узлами генерации и потребления является сооружение дополнительных ЛЭП, однако ввиду высокой степени сложности реализации проекта, особенно при необходимости строительства протяженных ЛЭП, реализация данного решения имеет значительную стоимость. Применение устройств продольной компенсации (УПК) позволяет скомпенсировать часть реактивного сопротивления ЛЭП, тем самым повысив предел возможной к передаче мощности и улучшив показатели системы в части статической и динамической устойчивости. Рассматриваемое техническое решение по применению УПК не получило широкого распространения в сети 110 кВ и выше в ЕЭС России, что несколько осложняет процесс анализа, однако на данный момент сформировано теоретическое описание данных устройств.

Материалы и методы: К использованию предлагается метод аналитического сравнения результатов расчетов установившихся режимов.

Результаты: Определена возможность использования УПК в качестве альтернативного технического решения электросетевому строительству.

Выводы: Численно определена эффективность использования УПК при различных вариантах реализации по сравнению с сооружением ЛЭП 220 кВ для района региональной энергосистемы. Внедрение УПК требует разработки новых подходов при настройке устройств РЗ, СА, ПА.

Ключевые слова: пропускная способность сети, устройство продольной компенсации, УПК, уменьшение индуктивного сопротивления ЛЭП

APPLICATION OF LONGITUDINAL COMPENSATION DEVICES AS AN ALTERNATIVE TO NETWORK CONSTRUCTION

Egor Stolyarov
Branch of JSC «SO UPS» The Regional Dispatching Office of Krasnoyarsk.
Krasnoyarsk, Russia
e-mail: stoliarov-ep@krsk.so-ups.ru

Abstract

Background: Increasing load density and consumption levels in the Unified Energy System of Russia inevitably necessitates modernization of the electric power system. The most universal and effective way to strengthen connections between generation and consumption nodes is to construct additional transmission lines. However, due to the high complexity of project implementation, especially when long transmission lines are required, implementing this solution is quite expensive. The use of series compensation devices allows for the partial compensation of transmission line reactance, thereby increasing the maximum power transfer capacity and improving the system's static and dynamic stability. This technical solution for using series compensation devices has not been widely adopted in 110 kV and higher networks in the Unified Energy System of Russia, which somewhat complicates the analysis process. However, a theoretical description of these devices has now been developed.

Materials and methods: A method for analytically comparing the results of steady-state calculations is proposed.

Results: The feasibility of using series compensation devices as an alternative technical solution to grid construction is determined.

Conclusions: The efficiency of using series compensation devices for various implementation options is numerically determined compared to the construction of 220 kV transmission lines. The implementation of series compensation devices requires the development of new approaches to configuring relay protection, automation, and emergency control devices.

Key words: network capacity, series compensation device, reduction of transmission line inductive reactance.

I. ВВЕДЕНИЕ

Постоянный рост потребления ЕЭС России, вызванный развитием экономики и, как следствие, выходом на оптовый рынок электрической энергии и мощности новых потребителей закономерно вызывает необходимость усиления электрической сети для обеспечения нахождения параметров качества электрической энергии и параметров электроэнергетического режима в требуемом диапазоне.

Усиление электрической сети посредством сооружения вновь вводимых ЛЭП является основным методом повышения пропускной способности, однако данное решение является достаточно капиталоемким решением, требующим проведения значительного объема работ как на стадии проектирования, так и на этапе реализации проекта. Альтернативными способами повышения пропускной способности электрической сети являются: установка новых устройств противоаварийной автоматики (далее - ПА), увеличение объема управляющих воздействий от существующих устройств ПА, использование средств компенсации реактивной мощности (далее - СКРМ). Также для увеличения максимально допустимых перетоков активной мощности (далее - МДП) в контролируемых сечениях (далее - КС) возможно использование

программно-технического комплекса «Система мониторинга запаса устойчивости» (СМЗУ), который за счет оперативной оценки режима определяет величину МДП в данный момент времени для текущей схемно-режимной ситуации.

Вышеперечисленные методы повышения пропускной способности сети, такие как использование ИУС СМЗУ и модернизацию ПА, фактически не приводят к усилению электрической связи между узлами сети, а лишь позволяют с меньшими ограничениями перетока активной мощности осуществлять управление электроэнергетическим режимом.

В данной работе представлены результаты сравнения вариантов по усилению электрической сети на примере удаленного энергорайона, связанного с ЕЭС России четырьмя ЛЭП 220 кВ. Топология электрической сети представляет из себя протяженный двухцепной транзит с проходными, узловыми и отпаечными подстанциями (рис. 1). В условиях удаленности центров питания энергорайона возникает существенная потеря напряжения, которая частично скомпенсирована устройствами СКРМ. Помимо этого, возникает проблема выполнения требований к устойчивости при значительном дефиците энергорайона.

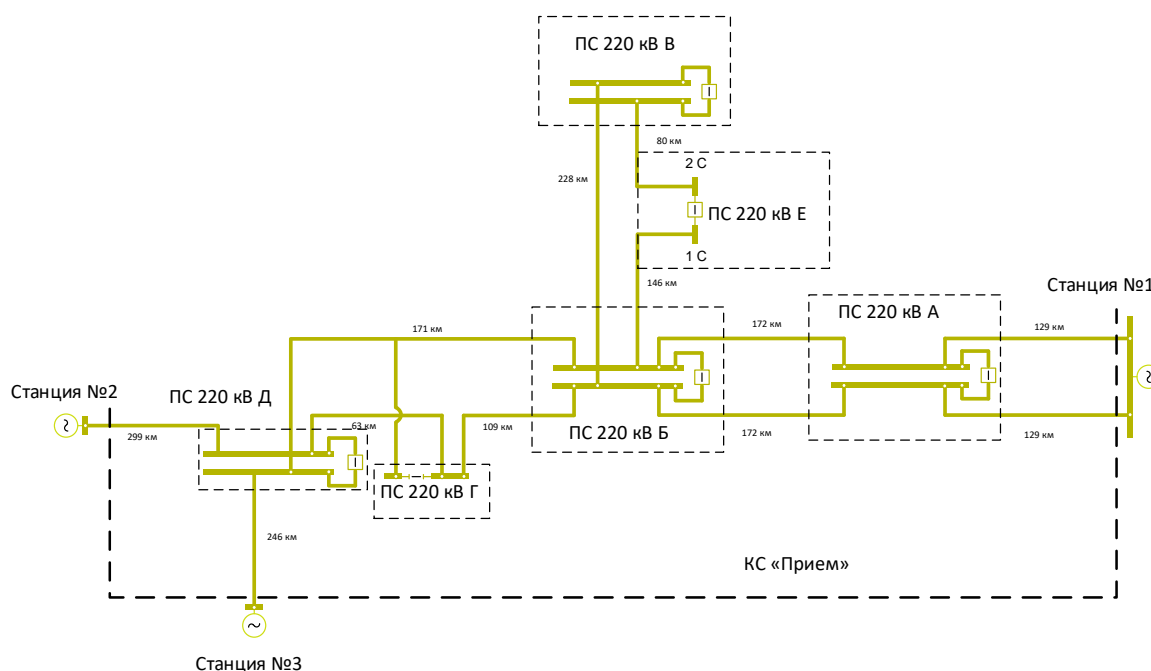


Рис. 1. Структурная схема системообразующей сети исследуемого энергорайона

II. ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ И МАТЕМАТИЧЕСКИЙ АППАРАТ

В качестве альтернативного электросетевому строительству варианта рассматривается установка УПК. Отличительной особенностью энергорайона является крайне высокая плотность СКРМ на ПС 220 кВ. Установка дополнительных СКРМ требует расширения существующих РУ 110-220 кВ, а замена существующих БСК посредством установки большей единичной мощности может привести к существенным трудностям при управлении электроэнергетическим режимом исходя из условия поддержания уровней напряжения в допустимом диапазоне.

Мерой эффективности применения УПК принят прирост перетока активной мощности в нормальной схеме в КС «Прием», соответствующего МДП по критерию 15% U в нормальном режиме в доаварийной схеме по сравнению с вариантом, предусматривающим сетевое строительство.

Поскольку в рассматриваемом энергорайоне предельное значение перетока активной мощности определяется статической устойчивостью по напряжению в узлах нагрузки, снижение падения напряжения в примыкающих к энергорайону ЛЭП обеспечит увеличение предельного перетока в

энергорайон. Обобщенно величина потерь напряжения в ЛЭП определяется формулой 1 согласно [2]:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} \quad (1)$$

где U – напряжение в рассматриваемом конце ЛЭП; P, Q – активная и реактивная мощность соответственно; R, X – активное и реактивное сопротивление ЛЭП.

В соответствии с выражением (1) для снижения потерь напряжения в ЛЭП требуется уменьшить либо реактивную составляющую мощности, передаваемой по ЛЭП, либо реактивную составляющую сопротивления ЛЭП. Уменьшение реактивного сопротивления ЛЭП можно достичь следующими способами: изменение геометрии ЛЭП (расщепление фаз, замена опор на специальные с меньшими расстояниями между фазами), применение УПК.

УПК представляет из себя установку, состоящую из емкостного элемента, включаемого в рассечку ЛЭП, шунтирующих реакторов и устройств защиты. Упрощенная структурная схема устройства приведена на рис. 2.

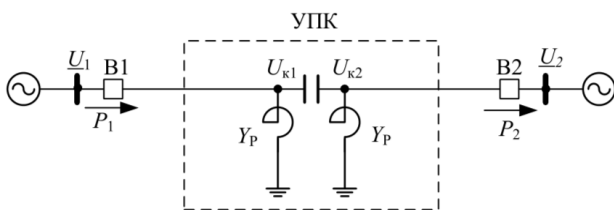


Рис. 2. Упрощенная схема продольной компенсации ЛЭП

Применение продольной компенсации реактивного сопротивления линии является одним из наиболее целесообразных и распространенных средств повышения пропускной способности дальних ЛЭП [1]. Конденсаторы УПК, включенные последовательно в линию, компенсируют часть её индуктивного сопротивления на величину X_K :

$$jX = jX_w - jX_K \quad (2)$$

где: X_w – индуктивное сопротивление компенсируемой ЛЭП;

X_K – емкостное сопротивление УПК.

Величина компенсируемого реактивного сопротивления ЛЭП определяется степенью компенсации k_X , равной значению:

$$k_X = \frac{X_K}{X_w} \quad (3)$$

Степень компенсации является важной характеристикой компенсированной линии. При

компенсации реактивное сопротивление ЛЭП соответствует реактивному сопротивлению аналогичной ЛЭП с протяженностью, уменьшенной на L_K , где L_K – длина скомпенсированного участка.

Однако поперечная ёмкостная проводимость этого участка остается не скомпенсированной. Поскольку линия остается под напряжением, она будет генерировать избыточную реактивную мощность, которая не компенсируется потерями в индуктивном сопротивлении линии, что приведет к повышению напряжения на выводах УПК, поэтому по концам от батареи конденсаторов включаются 2 ШР, мощность которых суммарно равна зарядной мощности скомпенсированного участка.

Реактивная мощность, вырабатываемая УПК, вычисляется следующим образом:

$$Q_{уПК} = 3I^2 X_K \quad (4)$$

Данная величина может быть значительной при больших значениях нагрузочных токов, и она не компенсируется шунтирующими реакторами УПК.

При установке УПК с одной стороны ЛЭП рекомендуемое значением k_X не превышает 0,5 [1], что соответственно равно компенсации 50% длины ЛЭП по индуктивной составляющей продольного индуктивного сопротивления и поперечной емкостной проводимости. Превышение k_X выше 0,5 влечет за собой риски некорректной работы устройств РЗА ввиду увеличения кратности внутренних перенапряжений. Меньшая величина компенсации может не являться действенной мерой компенсации. При анализе эффективности установки устройств k_X принят равным 0,35.

Для моделирования устройств УПК в предполагаемых местах установки созданы ветви с отрицательным реактивным сопротивлением и положительной поперечной реактивной проводимостью, равными 0,35 от соответствующих параметров ЛЭП, на которой предполагается установка УПК.

В качестве рассматриваемых вариантов определены следующие:

Вариант 1: Строительство ЛЭП 220 кВ Станция №1 – ПС 220 кВ А, ЛЭП 220 кВ ПС 220 кВ А – ПС 220 кВ Б суммарной протяженностью ориентировочно 300 км. Параметры сооружаемых ЛЭП приняты эквивалентными существующим.

Вариант 2: Установка УПК на обеих ЛЭП 220 кВ Станция №1 – ПС 220 кВ А и на обеих ЛЭП 220 кВ ПС 220 кВ А – ПС 220 кВ Б. УПК устанавливаются с обеих сторон ЛЭП.

Сравнимые варианты приведены на рис. 3.

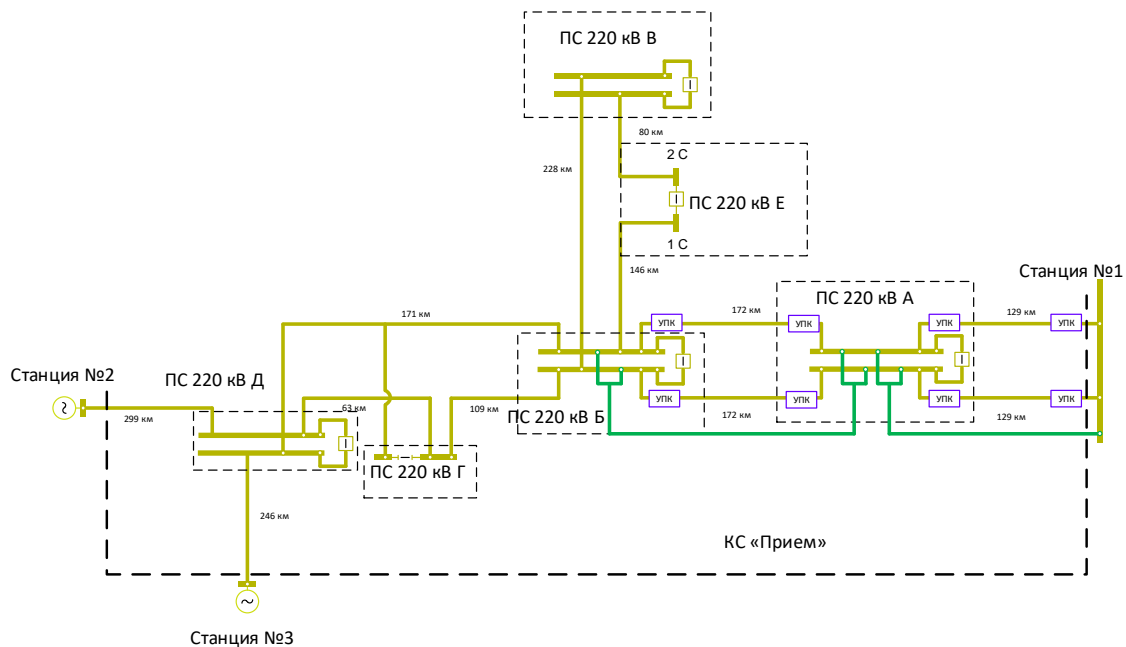


Рис. 3. Рассматриваемые варианты увеличения МДП в КС «Прием»

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Данные, приведенные в таблице 1, получены при анализе результатов расчетов установившихся режимов.

Таблица 1. ЗНАЧЕНИЯ МДП В КС «ПРИЕМ»

Схема сети	МДП в КС «Прием», соответствующий 15% запасу статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки, МВт
Исходная схема	726
Вариант 1 (ЛЭП 220 кВ)	813
Вариант 2 (УПК)	795

При анализе данных таблицы 1 видно, что Вариант 1, предусматривающий строительство ЛЭП 220 кВ, более эффективен в сравнении с вариантом 2. Реализация варианта 1 позволяет увеличить МДП на 12,0 %, вариант 2 на 9,5%.

IV. ВЫВОДЫ

Для определения эффективности использования УПК были сформированы расчетные модели рассматриваемого энергорайона. В процессе выполнения расчетов получены значения МДП в рассматриваемом КС «Прием».

Учитывая полученные результаты можно сделать следующие выводы для рассматриваемого энергорайона: 1) применение УПК имеет сравнительно меньшую эффективность по сравнению с сооружением ЛЭП; 2) УПК можно принимать к рассмотрению в рамках определения технических условий на технологическое присоединение потребителей небольшой мощности, в случае превышения балансовым перетоком активной мощности величины МДП в КС по критериям нормативного запаса статической

апериодической устойчивости по активной мощности или по напряжению в узлах нагрузки; 3) реализация варианта с установкой УПК имеет меньшую стоимость и более сжатые сроки реализации в сравнении со строительством ЛЭП.

Таким образом, оценена возможность использования УПК в качестве альтернативы электросетевому строительству при выявлении необходимости увеличения МДП для обеспечения параметров электроэнергетического режима в рамках определения технических условий на технологическое присоединение потребителей. Также требуется разработка подходов при определении параметров настройки устройств РЗ, СА, ПА [3] при использовании УПК.

Список литературы

- [1] Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения: Учебно-методическое пособие/ А.А. Герасименко, В.Н. Гиренков – Красноярск: БИК СФУ, 2024. – 253 с.
- [2] Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие/ А.А. Герасименко, В. Т. Федин. – Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск:
- [3] Панасецкий Д.А., Осак А.Б., Бузина Е.Я. Проблемы настройки автоматики ограничения повышения напряжения при защите оборудования ВЛ от резонансных перенапряжений УПК / Релейная защита и автоматика энергосистем-2021. - М.: Сборник докладов. Том III, секция 5. 2021
- [4] Приказ Минэнерго России от 03.08.2018 N 630 (ред. от 20.12.2022) «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем».

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ СООРУЖЕНИЯ ГЭС-ГАЭС В СТВОРАХ СУЩЕСТВУЮЩИХ ГЭС

Субботина Д.Д., Тягунов М.Г.

ФГБОУ ВО «Национальной исследовательский университет «МЭИ»»

Москва, Россия

e-mail: SubbotinaDD@mpei.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Интеграция нестабильной возобновляемой генерации и наличие глубоких ночных провалов в графиках нагрузки энергосистем Средней Волги обуславливают необходимость поиска эффективных решений для аккумулирования энергии и маневрирования. Одним из перспективных направлений является создание гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) в створе существующих ГЭС, в частности, Жигулевской.

Материалы и методы: В работе проведен анализ суточных графиков нагрузки ОЭС Средней Волги за 2020 год, выполнены водно-энергетические расчеты для различных вариантов компоновки трехбассейновой ГАЭС, проведен подбор основного энергетического оборудования и дана оценка экономической и экологической эффективности.

Результаты: Установлено, что вариант с подземным бассейном и циклом работы «ВБ → 3-й бассейн → НБ» обладает коэффициентом эффективности выше 1, что свидетельствует о генерации большего количества энергии, чем затрачивается на перекачку. Для данного варианта подобран обратимый гидроагрегат. Расчетное сокращение выбросов CO₂ составляет 34,96 тыс. т/год.

Выводы: Наиболее эффективной признана схема ГАЭС с подземным бассейном, работающая по принципу неполной высоты подкачки. Проект демонстрирует не только энергетическую и экономическую целесообразность, но и значительный экологический эффект.

Ключевые слова: гидроаккумулирующая электростанция (ГАЭС), трехбассейновая ГАЭС, Жигулевская ГЭС, аккумулирование энергии, обратимый гидроагрегат, экономическая эффективность.

ASSESSMENT OF THE POSSIBILITY AND EFFECTIVENESS OF THE CONSTRUCTION OF HYDROELECTRIC POWER PLANTS- PUMPED STORAGE POWER PLANT IN THE GATES OF EXISTING HYDROELECTRIC POWER PLANTS

Dar'ya Subbotina, Mixail Tyagunov

National Research University "MEI"

Moscow, Russia

e-mail: SubbotinaDD@mpei.ru

Abstract

Background: The integration of unstable renewable generation and the presence of deep night dips in the load schedules of the Middle Volga power systems necessitate the search for effective solutions for energy storage and maneuvering. One promising direction is the creation of pumped storage power plants (PSPP) at the site of existing hydroelectric power plants, in particular, the Zhigulevskaya HPP.

Materials and Methods: The study involved an analysis of the daily load schedules of the Middle Volga power system for 2020, water-energy calculations for various layouts of a three-basin pumped storage power plant (PSPP), the selection of main power equipment, and an assessment of economic and environmental efficiency.

Results: It was established that the option with an underground basin and an operating cycle of "UB → 3rd basin → LB" has an efficiency coefficient greater than 1, indicating that it generates more energy than is consumed for pumping. A reversible hydroelectric unit was selected for this option. The estimated reduction in CO₂ emissions is 34.96 thousand tons per year.

Conclusions: The most effective scheme is the PSPP with an underground basin, operating on the principle of incomplete pumping height. The project demonstrates not only energy and economic feasibility but also a significant environmental effect.

Key words: pumped storage power plant (PSPP), three-basin PSPP, Zhigulevskaya HPP, energy storage, reversible hydroelectric unit, economic efficiency.

I. ВВЕДЕНИЕ

Современная электроэнергетика характеризуется растущей долей переменной генерации от солнечных и ветровых электростанций, а также наличием выраженной неравномерности суточных графиков нагрузки. Это создает серьезные вызовы для балансировки энергосистем и обеспечения надежного энергоснабжения. Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) являются одним из наиболее эффективных и проверенных временем технологических решений для хранения энергии в больших объемах и обеспечения маневренности.

ГАЭС выполняют роль «регулятора-аккумулятора»: в часы провалов нагрузки они потребляют дешевую электроэнергию, перекачивая воду в верхний бассейн, а в часы пиков – срабатываются, вырабатывая пиковую энергию. Это позволяет выравнивать график нагрузки для базовых электростанций (АЭС и ТЭС), снижая расход топлива и износ оборудования.

ГАЭС свойственны все основные преимущества ГЭС по сравнению с заменяемой ТЭС: быстрота пуска и набора нагрузки, высокая экономичность и надежность работы в широком диапазоне нагрузок, большой срок службы, маневренность [1].

Особый интерес представляет создание ГАЭС на базе существующих ГЭС, что позволяет использовать уже имеющуюся инфраструктуру и снижает капитальные затраты.

В ОЭС Средней Волги доля ГЭС составляет 26,1 % установленной мощности электростанций, но несмотря на это есть свои сложности с точки зрения эффективности использования маневренных мощностей.

Проектами было предусмотрено, что все гидроузлы Волжско-Камского каскада, кроме последнего в каскаде, будут находиться в подпоре от нижележащих гидроузлов и, следовательно, будут иметь возможность полной остановки гидроагрегатов в период ночного провала суточных графиков нагрузки. Наличие подпоров также обеспечивало стабильность уровней воды в нижних бьефах. Однако отказ от строительства Нижне-Волжской ГЭС и приостановка наполнения Чебоксарского и Нижнекамского водохранилищ привели к тому, что в настоящее время режимы работы ГЭС отличаются от проектных, наиболее эффективных с точки зрения энергетики. Жесткая регламентация попусков воды через ГЭС привела к сокращению размещаемого на них резерва с переводом его в аварийный.

Поэтому, несмотря на значительный потенциал Волжско-Камского каскада, его регулирующих возможностей недостаточно для компенсации излишков генерирующих мощностей в часы провала суточного графика нагрузки [2].

Жигулевская ГЭС является оптимальной площадкой для проектирования ГЭС-ГАЭС, так как имеет подпор от нижележащего Саратовского водохранилища, а также разнообразный рельеф – Жигулевские горы [3].

II. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

В качестве исходных данных использовались суточные графики нагрузки объединенной энергосистемы (ОЭС) Средней Волги за 2020 год для зимнего и летнего периодов,

рабочих и нерабочих дней [4]. Методом определения среднеарифметического значения мощности и последующего выделения часов «провала» (когда мощность ниже среднего) была определена продолжительность работы ГАЭС в насосном режиме для каждого из рассмотренных сезонов и дней. Наибольшая длительность провала (14 часов) наблюдается в зимние нерабочие дни.

Таблица I. РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА ВРЕМЕНИ «ПРОВАЛА» ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

	2020 год			
	Зима		Лето	
	Рабочий день	Нерабочий день	Рабочий день	Нерабочий день
Т _{провала} , Ч	9	14	9	9

Рассмотрены четыре принципиальные схемы расположения третьего бассейна проектируемой ГАЭС:

- На Жигулевских горах со стороны нижнего бьефа (НБ).
- На Жигулевских горах со стороны верхнего бьефа (ВБ).
- Подземный бассейн со стороны ВБ.
- Подземный бассейн со стороны НБ.

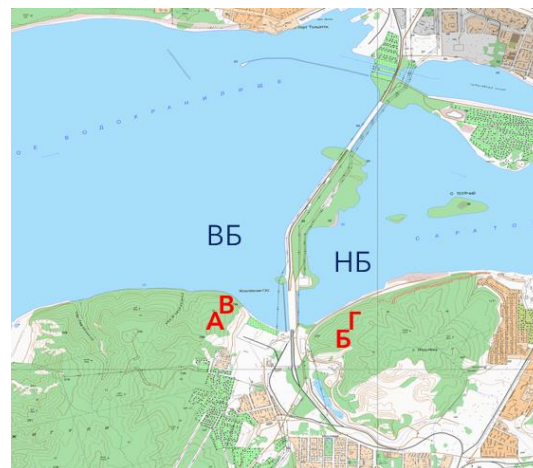


Рис. 1. Топографическая карта Жигулевской ГЭС

Так как проектируемый бассейн не будет иметь естественного притока, то в качестве его объема было выбрано максимальное количество воды, которое перекачивается за время работы ГАЭС в насосном режиме исходя из расхода и количества часов провала. Расход – 200 м³/с; максимальное количество часов – 14 часов, следовательно, объем бассейна – 10,08 млн м³. Для каждого варианта определены отметки дна, УМО (уровень мертвого объема) и НПУ (нормальный подпорный уровень), а также построены кривые объемов бассейнов.

Расчет режимов работы ГАЭС (заряд/разряд) проводился в течение условных суток с шагом 1 час с целью полного использования полезного объема бассейнов. Определялись конечные отметки и полезные объемы используемых бассейнов, напоры, мощность и выработка. На основе этих данных рассчитывался коэффициент эффективности цикла для каждого варианта.

Эффективность ГАЭС

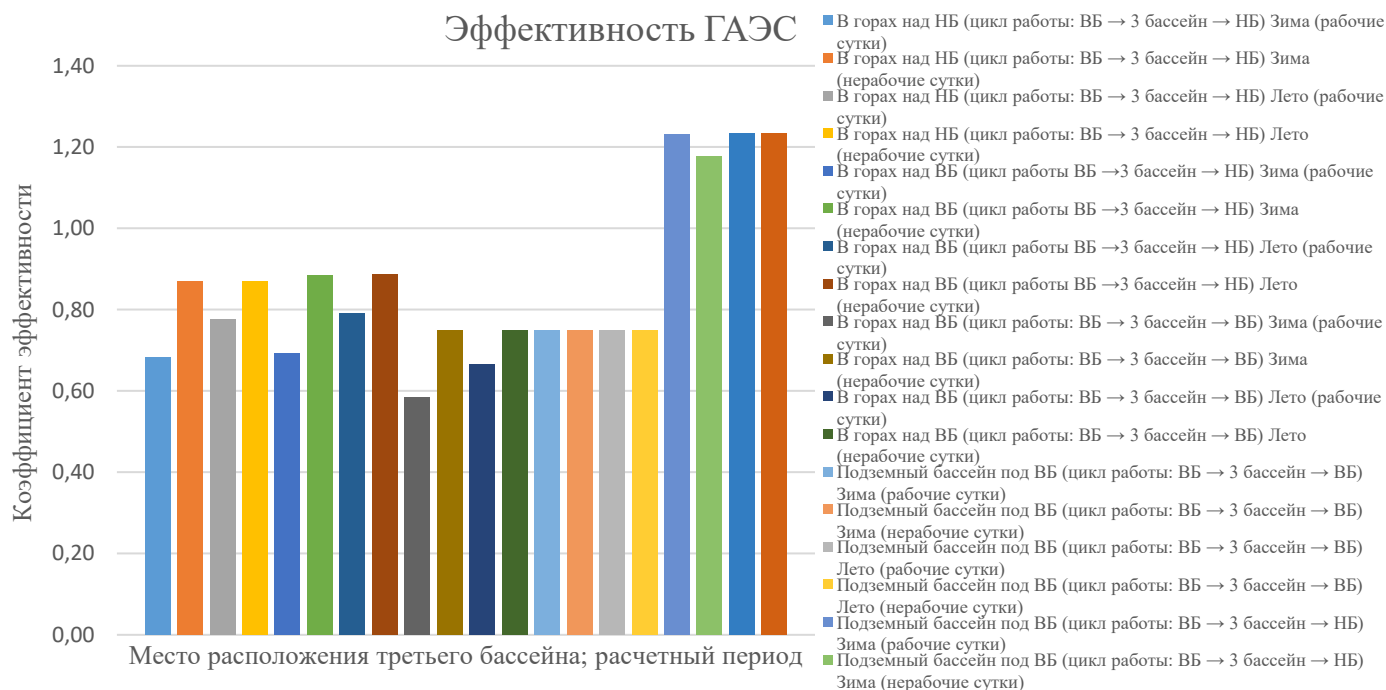


Рис. 2. Коэффициент эффективности ГАЭС-ГАЭС

Далее проводятся расчеты экономической оценки эффективности ГАЭС-ГАЭС в створе Жигулевской ГЭС на этапе полного ввода в эксплуатацию. Экономический расчет выполняется двумя способами:

1. Анализ работы на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ).
2. Расчет экономии топлива на ТЭС за счет замещения генерации в пиковые часы.

Таблица II. ТАБЛИЦА II. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЭС-ГАЭС

Расположение 3 бассейна	Сезон/сутки	Прибыль или убыток, млн. руб	Экономия затрат на топливо за год, млн. руб.
В горах над НБ (цикл работы: ВБ → 3 бассейн → НБ)	Зима (рабочие сутки)	- 0,44	0,80
	Зима (нерабочие сутки)	0,21	0,46
	Лето (рабочие сутки)	- 6,80	0,92
	Лето (нерабочие сутки)	0,89	0,41
В горах над ВБ (цикл работы ВБ → 3 бассейн → НБ)	Зима (рабочие сутки)	- 0,36	0,72
	Зима (нерабочие сутки)	0,28	0,42
	Лето (рабочие сутки)	- 6,00	0,83
	Лето (нерабочие сутки)	0,84	0,37
В горах над ВБ (цикл работы: ВБ → 3 бассейн → ВБ)	Зима (рабочие сутки)	- 0,74	0,61
	Зима (нерабочие сутки)	- 0,24	0,35
	Лето (рабочие сутки)	- 6,45	0,70
	Лето (нерабочие сутки)	0,36	0,32
Подземный бассейн под ВБ (цикл работы: ВБ → 3 бассейн → ВБ)	Зима (рабочие сутки)	- 0,08	0,37
	Зима (нерабочие сутки)	- 0,13	0,17
	Лето (рабочие сутки)	- 2,89	0,37
	Лето (нерабочие сутки)	0,19	0,09
Подземный бассейн под ВБ (цикл работы: ВБ → 3 бассейн → НБ)	Зима (рабочие сутки)	0,50	0,37
	Зима (нерабочие сутки)	0,40	0,16
	Лето (рабочие сутки)	- 1,24	0,37
	Лето (нерабочие сутки)	0,60	0,15

Для оценки экономической эффективности работы ГАЭС на ОРЭМ взяты графики изменения цен на РСВ Ці характерного месяца (январь) в рабочий день.

По каждому из режимов работы ГАЭС для отдельных часов суток января определяются денежные потоки от покупки или продажи электроэнергии на РСВ:

$$D^i = C^i \cdot \varepsilon^i, \quad (1)$$

после чего значения затрат и выручки за отдельные часы суток суммируются для определения общих по ГАЭС экономических показателей

Выбранный режим оказывается экономически выгодным в январе – наиболее тяжелом для энергосистемы времени года, когда нагрузка, как правило, испытывает максимум и в РСВ участвуют низкоэффективные энергообъекты с повышенными издержками на производство электроэнергии.

Альтернативный вариант режима работы ГАЭС может обеспечивать большую эффективность ГАЭС на ОРЭМ, при этом предусматривая менее качественные услуги по регулированию нагрузки в целях создания эффективных и безопасных условий работы энергосистемы в целом.

В период половодья суммарная выработка Жигулёвского гидроэнергетического комплекса увеличится за счет дополнительного пропуска воды через турбины ГАЭС, работающей в режиме гидравлического короткого замыкания, и соответствующего уменьшения объёма холостых сбросов. В период межени будет наблюдаться снижение гарантированной мощности в связи с потерями на гидроаккумулирование, однако экономическая эффективность может быть обоснована сопутствующим выравниванием графика загрузки оборудования тепловых электростанций, в результате чего сократится перерасход топлива в ночное время.

Для наиболее эффективных вариантов (В горах над ВБ (цикл работы ВБ → 3 бассейн → НБ); В горах над НБ (цикл работы: ВБ → 3 бассейн → НБ); Подземный бассейн под ВБ (цикл работы: ВБ → 3 бассейн → НБ).) выполнен подбор основного оборудования.

Все три приведенных варианта рассматривают ГАЭС с неполной высотой подкачки – тип гидроаккумулирующих электростанций, при котором забор воды насосами осуществляется не из нижнего бассейна ГАЭС, а из водотока или водоёма, расположенных на более высоких отметках. Однако за счет разных расположений третьего бассейна можно предложить разные компоновки энергетического оборудования.

Для вариантов расположения третьих бассейнов на Жигулевских горах была выбрана четырехмашинная компоновка – турбина и генератор, насос и двигатель. Для вариантов с отдельными насосной и турбинной станциями подбирались радиально-осевые турбины типа РО230 и центробежные насосы.

Для варианта с подземным бассейном, где целесообразно использование обратимых гидроагрегатов, выполнен предварительный подбор параметров насос-турбины и двигателя-генератора.

Основным экологическим преимуществом гидроэнергетических объектов является использование воды в качестве топлива. Это позволяет снизить углеродный след путем уменьшения выбросов парниковых газов в атмосферу.

В одном из рассмотренных вариантов ГЭС-ГАЭС вырабатывает в турбинном режиме больше, чем потребляет в насосном, для данного варианта рассчитывалось сокращение выбросов CO₂ [5].

Таблица III. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ВАЛОВОГО ВЫБРОСА УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В СУТКИ

Период/День	Валовый выброс CO ₂ в сутки, т
Зима (рабочий день)	105,62
Зима (нерабочий день)	94,12
Лето (рабочий день)	105,77
Лето (нерабочий день)	105,73

Принимаем, что станция работает 336 дней в году. 168 дней в зимний период и столько же в летний период. Принимаем что из 168 дней 48 – выходные, 120 – рабочие дни в каждом сезоне. Соответственно выбросы углекислого газа за год:

$$M_{CO_2} = (105,61 \cdot 120) + (94,17 \cdot 48) + (105,77 \cdot 120) + (105,73 \cdot 48) = 34958,86 \text{ т.} \quad (2)$$

III. Выводы

Проведенное комплексное исследование, включающее анализ режимов энергосистемы, инженерные изыскания и технико-экономические расчеты подтвердило техническую возможность, а также экономическую и экологическую эффективность сооружения трехбассейновой ГАЭС в створе Жигулевской ГЭС.

В результате сравнения четырех вариантов компоновки наиболее предпочтительным является вариант с подземным расположением третьего бассейна и циклом работы «ВБ Жигулевской ГЭС → 3-й бассейн → НБ Жигулевской ГЭС». Его ключевое преимущество – коэффициент эффективности выше единицы, достигаемый за счет применения схемы с неполной высотой подкачки.

Для данного варианта подобран обратимый гидроагрегат (насос-турбина) с диаметром рабочего колеса 6,7 м, частотой вращения 125 об/мин и мощностью в турбинном режиме 84 МВт, 77 МВт в насосном режиме. Количество агрегатов на такой станции – 2.

Проект демонстрирует не только энергетическую эффективность, но и положительный экономический эффект (прибыль от операций на ОРЭМ и экономия топлива), а также значительное сокращение выбросов парниковых газов.

Внедрение ГАЭС в створе существующих ГЭС является перспективным направлением для повышения маневренности и надежности ЕЭС России, особенно в условиях роста доли ВИЭ.

Список литературы

- [1] Грянок, Л. П., Папир, А. Н. Лопастные насосы [Текст] / Л. П. Грянок, А. Н. Папир — Ленинград : Машиностроение. Ленингр. отд-ние, 1975 — 430 с. (стр 111)
- [2] Кривченко, Г.И. Гидравлические машины [Текст]: Турбины и насосы : [Учебник для вузов по спец. "Гидротехн. стр-во вод. путей и портов"]. - Москва : Энергия, 1978. - 320 с.
- [3] Жигулевская ГЭС Общие сведения / [Электронный ресурс] // ПАО РусГидро: [сайт]. — URL: https://zhiges.rushydro.ru/?utm_source=yandex.ru&utm_medium=organic&utm_campaign=yandex.ru&utm_referrer=yandex.ru
- [4] Данные АО «СО ЕЭС» по ОЭС Средней Волги за 2020 год / <https://br.so-ups.ru/>
- [5] РД 153-34.0-02.318-2001 Методические указания по расчету валового выброса двуокиси углерода в атмосферу из котлов тепловых электростанций и котельных [Текст] / РД 153-34.0-02.318-2001 — Москва: СПО ОРГРЭС, 2001

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ «ВИРТУАЛЬНАЯ СЦЕПКА» НА ТЯГОВОМ ТРАНЗИТЕ ДАЛЬНЕВОСТОЧНОЙ ЖЕЛЕЗНОЙ ДОРОГИ

Улаев И.А.
АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока
Хабаровск, Россия
e-mail: iv.ulaev@yandex.ru

Аннотация

Состояние вопроса: На данный момент на Дальнем Востоке есть потребность в увеличении объёмов грузоперевозки на Восточном полигоне Дальневосточной железной дороги. Этого можно добиться путём уменьшения интервала движения ж/д составов по технологии «Виртуальная сцепка». Однако основным препятствием для применения технологии является ограниченная пропускная способность внешней системы электроснабжения по ряду контролируемых сечений при сложившихся режимно-балансовых условиях, в том числе при недостаточных резервах активной мощности.

Материалы и методы: Использование результатов определения допустимых перетоков в контролируемых сечениях системой мониторинга запасов устойчивости или ИУС «ОПОРА»; использование результатов оценки состояния электрического режима в ПК «Анализ режима (ТНА)» для прогнозирования дефицитов при оперативном планировании.

Результаты: Предложен механизм взаимодействия ОАО «РЖД» и АО «СО ЕЭС», создан алгоритм определения допустимых режимов работы энергосистемы при организации движения поездов по технологии «Виртуальная сцепка».

Выводы: Выполнен анализ потребления тяговой нагрузки и загруженности рассматриваемых контролируемых сечений, в том числе на перспективный период. Результаты расчётов показали, что увеличение тяговой нагрузки может привести к снижению надёжности электроснабжения и даже повлечь нарушение устойчивости энергосистемы в условиях ограниченной пропускной способности электрической сети и дефицита электрической мощности в ЭС Приморского края.

Ключевые слова: энергосистема (ЭС); технология «Виртуальная сцепка»; ИУС «ОПОРА»; система мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ); контролируемое сечение (КС); максимально допустимый переток (МДП).

ASSESSMENT OF THE POSSIBILITY OF USING VIRTUAL COUPLING TECHNOLOGY ON THE FAR EAST RAILWAY'S TRANSPORT TRANSIT

Ivan Ulaev
«SO UPS», JSC
Khabarovsk, Russia
e-mail: iv.ulaev@yandex.ru

Abstract

Background: There is currently a need to increase freight traffic volumes on the eastern section of the Far Eastern Railway in the Far East. This could be achieved by reducing the interval between trains using 'virtual coupling' technology. However, the main obstacle to applying this technology is the limitations of the external power supply system, which are associated with capacity restrictions on a number of sections under the current operating and balance conditions.

Materials and Methods: Use of the results of determining permissible fluxes in controlled sections of the reserve monitoring system or the «OPORA» integrated information system. Use of the results of assessing the state of the power system in the «СК11.Transmission Network Analysis Terminal» PC to forecast deficits during operational mode planning.

Results: A proposal has been submitted for a mechanism for interaction between Russian Railways and SO UES. In addition, an algorithm has been created for the purpose of determining acceptable operating modes for the power system when organising train traffic using Virtual Coupling technology.

Conclusions: An analysis of traction load consumption and the load on the controlled sections under consideration has been carried out, including for the prospective period. The results of the calculations showed that an increase in traction load could lead to a decrease in the reliability of the power supply, and could even cause a disruption to the stability of the power system, given the limited transmission capacity of the electrical network and the shortage of electrical power in Primorsky Krai.

Key words: virtual coupling technology; «OPORA» information and control system; SMZU; maximum allowed power flow.

I. ВВЕДЕНИЕ

На данный момент есть потребность в увеличении объёмов грузоперевозки на Восточном полигоне Дальневосточной железной дороги (далее – тяговый потребитель). Этого можно добиться уменьшением интервала движения поездов по технологии «Виртуальной сцепки» (далее – ТВС). Для этого необходимо усиление существующих связей, а также планирование режима для обеспечения резервов активной мощности.

Актуальность темы определения допустимых режимов работы энергосистемы при движении поездов по технологии «Виртуальная сцепка» обусловлена современными требованиями к повышению пропускной способности железнодорожных коридоров, оптимизации энергопотребления и обеспечению надёжности электроснабжения.

В условиях возрастающей интенсивности пассажирского и грузового движения железнодорожные компании всё активнее внедряют инновационные методы управления движением поездов. Одной из таких передовых технологий является «Виртуальная сцепка», которая позволяет формировать и управлять движущимися колоннами поездов как одним единым составом, но без их физического соединения. Однако массовое применение этой технологии во многом зависит от способности энергосистемы обеспечивать устойчивое электроснабжение под нагрузкой со специфическими динамическими характеристиками [1, 2]. Именно поэтому исследование и определение допустимых режимов работы энергосистемы при эксплуатации «Виртуальной сцепки» является актуальной и практически значимой задачей.

С одной стороны, традиционные поезда, соединённые в состав посредством механических сцепок, создают достаточно предсказуемые статические и динамические нагрузки на контактную сеть и тяговые подстанции. При этом энергетическая нагрузка меняется относительно плавно – в соответствии с расписанием ускорений, торможений и переключений локомотива. С другой стороны, при использовании технологии «Виртуальная сцепка» несколько локомотивов движутся «косяком», поддерживая заранее заданный интервал между собой за счёт автоматизированных систем управления и обмена данными по каналу связи. В результате ускорения и торможения отдельных составов происходят практически синхронно, и суммарная нагрузка на тяговую подстанцию приобретает совершенно иной динамический характер: скачки потребления, связанные с одновременным

включением тяговых двигателей нескольких поездов, могут вызывать значительные колебания напряжения в контактной сети [3, 4]. Неспособность энергосистемы быстро и адекватно реагировать на такие колебания может привести к снижению показателей качества питания, снижению эффективности электроприводов и даже к аварийным ситуациям.

Основная задача исследования допустимых режимов работы энергосистемы включает анализ статических и динамических моделей тяговой сети, расчёт токовых нагрузок, а также оценку запаса устойчивости [5]. Именно эта комплексная методология позволит обоснованно определить граничные характеристики энергосистемы, при которых движение поездов по технологии «Виртуальная сцепка» не приведёт к снижению надёжности электроснабжения и не вызовет отказов оборудования.

II. СИСТЕМА ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЯ

Рассматриваемый в работе железнодорожный участок «Хабаровск – Ружино», на котором были проведены испытания движения поездов по ТВС, питается от следующих тяговых подстанций: ПС 220 кВ Кругликово/т, ПС 220 кВ Дормидонтовка/т, ПС 220 кВ Аван/т, ПС 220 кВ Розенгартовка/т, ПС 220 кВ Бикин/т, ПС 220 кВ Губерово/т, ПС 220 кВ Ружино/т (рис. 1).

Согласно информации от собственника и результатам проведённых расчётов в нормальном режиме работы ЛЭП и сетевого оборудования, не участвующих в транзите мощности, отсутствуют ограничения по току при увеличении нагрузки.

Скачки потребления при ускорениях и торможениях могут вызывать снижение общего уровня напряжения на рассматриваемом транзите, однако при наличии регулировочного диапазона по реактивной мощности генерирующего оборудования Приморской ГРЭС и Хабаровской ТЭЦ-3, а также УШР-220 ПС 500 кВ Хехцир 2 это снижение можно нивелировать. К дополнительному увеличению напряжения также приводят технические мероприятия по выводу в резерв шунтирующих реакторов.

Главным ограничением для увеличения пропускной способности тяговой сети является наличие дефицитных контролируемых сечений («Переход через Амур», «ПримГРЭС – Юг») вследствие отсутствия резервов на загрузку станций ЭС Приморского края и низкой пропускной способности сети. Особенно значительно это влияние в ремонтных схемах.

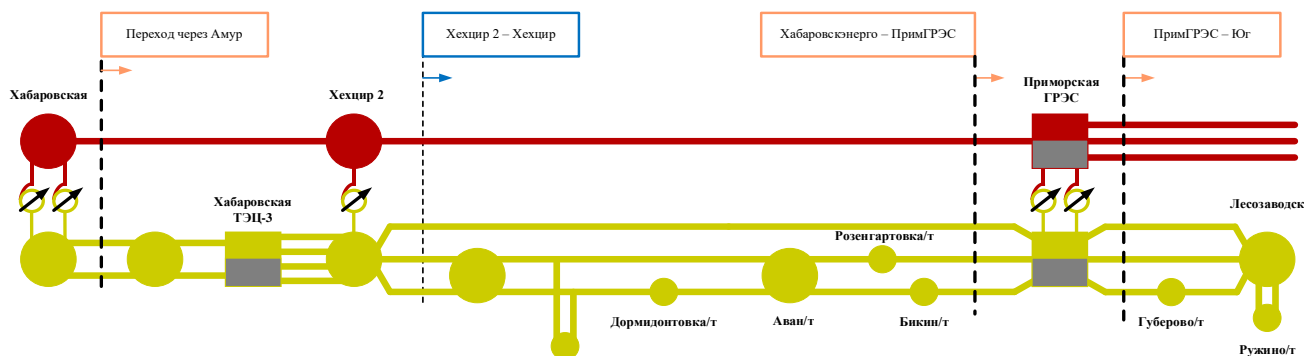


Рис. 1. Схема сети внешнего электроснабжения тягового потребителя

III. АНАЛИЗ НАГРУЗКИ ТЯГОВОГО ПОТРЕБИТЕЛЯ

Для анализа обеспеченностью активной мощностью тяговых потребителей сделаем ретроспективный срез потребления для оценки статистической величины нагрузки потребителя. Средняя нагрузка рассматриваемых тяговых подстанций составляет 80 МВт – летом, 100 МВт – зимой. В пиковые часы нагрузка достигает до 150 МВт (рис. 2).

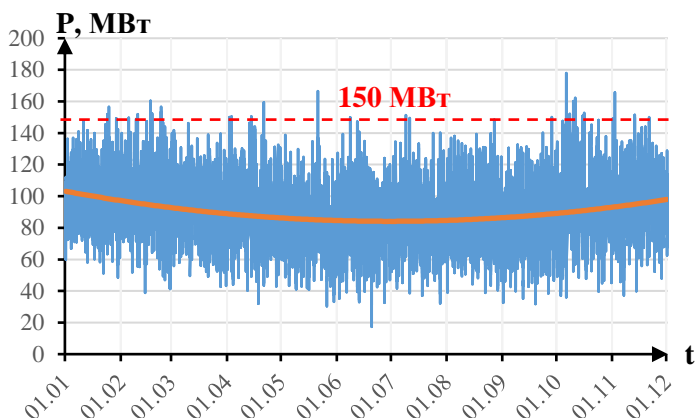


Рис. 2. График изменения нагрузки железнодорожного участка «Хабаровск – Ружино» за 2025 год

Опытная эксплуатация показывает, что при использовании на рассматриваемом участке железнодорожной сети ТВС мощность нагрузки возрастает в среднем на 20-30 %, а в пике в результате синхронного ускорения и торможения – до 40 % (до 60 МВт). Дополнительно данные величины были подтверждены расчетным путём на модели тяговой сети, позволяющей сделать корреляцию между объём грузоперевозок и объёмом потребления активной мощности.

Если анализировать перспективный период, то в СиПР 2025-2030 ОАО «РЖД» под реализацию проекта «БАМ 2.0» закладывается прирост тяговой нагрузки на данном транзите в 2026 г. на 112 МВт [6]. При этом в СиПР закладывается незначительный прирост установленной мощности генерирующего оборудования: в 2026 г. на 30 МВт, в 2027 г. – суммарно на 240 МВт [6], что в значительной мере не решит проблемы с дефицитом мощности за рассматриваемыми контролируемыми сечениями (далее – КС).

IV. АЛГОРИТМ ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ЗА КОНТРОЛИРУЕМЫМ СЕЧЕНИЕМ

Решение задачи по обеспечению запасов активной мощности генерирующего оборудования и допустимых перетоков в КС при движении поездов по ТВС состоит в разработке алгоритма оценки текущего и прогнозируемого резерва активной мощности за контролируемым сечением.

Величина возможной загрузки КС по активной мощности до величины максимально допустимого перетока (далее – МДП) в общем случае определяется по формуле [7], МВт:

$$P_{КС} = P_{МДП} - P = P_{МДП} - P_{потр} + P_{ген} \quad (1)$$

где P – суммарный переток активной мощности по электрическим связям, входящим в КС, МВт; $P_{МДП}$ – максимально допустимый переток по активной мощности по КС, МВт; $P_{потр}$ – величина суммарного потребления за

рассматриваемым КС, МВт; $P_{ген}$ – величина суммарной генерации за рассматриваемым КС, МВт.

Для оценки возможности движения поездов по ТВС без рисков нарушения устойчивости необходимо выполнить сравнение прироста прогнозной нагрузки тягового потребителя ($P_{ТВС}$) и возможной загрузки по активной мощности КС ($P_{КС}$) с учётом резервов на загрузку генерирующего оборудования (далее – ГО) по активной мощности электростанций за КС ($P_{ГО}$). Таким образом, решение о возможности увеличения нагрузки сводится к анализу соотношения величин $P_{ТВС}$ и $(P_{КС} + P_{ГО})$: если $P_{ТВС} > (P_{КС} + P_{ГО})$, то не разрешается увеличение нагрузки; если $P_{ТВС} < (P_{КС} + P_{ГО})$, то разрешается увеличение нагрузки. Типовой алгоритм представлен на рис. 3.

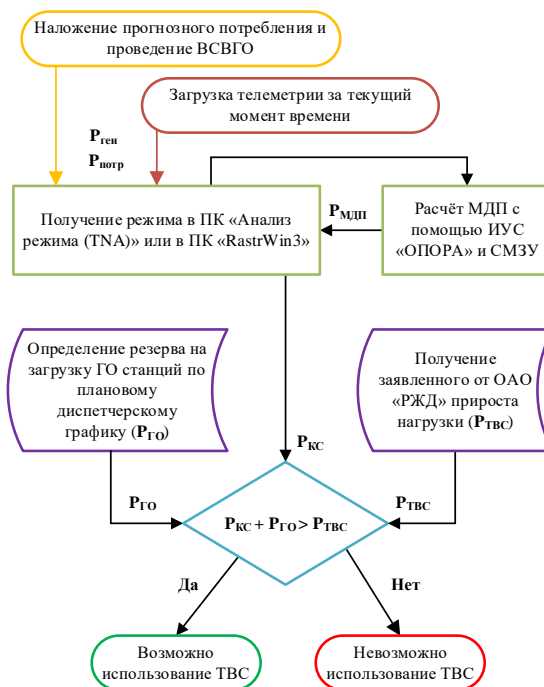


Рис. 3. Блок-схема алгоритма оценки возможности движения поездов по технологии «Виртуальная сцепка»

Чтобы получить расчётную модель, на которой возможно провести требуемое сравнение, необходимо знать прогнозируемое потребление, генерацию, а также топологию сети. При прогнозировании на ближайшие часы возможно использовать значение телеметрии, полученной за текущий момент времени. Для более долгосрочного прогноза предлагается использовать характерные потребление и генерацию, вычисленные расчётным путём для прогнозной режимно-балансовой ситуации.

Для корректного учёта МДП в работе используется значение $P_{МДП}$, рассчитанного с помощью ИУС «ОПОРА» [8], позволяющей учесть влияющие факторы при расчёте на прогнозный период, а также значения допустимых перетоков по КС, полученные системой мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) [9].

По результатам анализа существует необходимость, позволяющий оценивать резерв активной мощности за КС в условиях дефицита генерирующих мощностей.

V. МЕХАНИЗМ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ОАО «РЖД» И АО «СО ЕЭС» ПРИ ОРГАНИЗАЦИИ ДВИЖЕНИЯ ПОЕЗДОВ ПО ТВС

Для эффективного управления режимом, а также для повышения надёжности и качества электроснабжения тягового потребителя необходимо согласовывать графики движения ж/д составов (нагрузку тягового потребителя) с учётом текущей или прогнозируемой режимно-балансовой ситуацией в энергосистеме.

На данный момент ОАО «РЖД» предоставляет в АО «СО ЕЭС» прогнозные потребление на предстоящий период, зачастую не соответствует действительности (значительная погрешность относительно измеренных значений). Как правило, эта величина является средней и не корректируется в связи с изменением графика движения ж/д составов.

Возможным решением данной задачи является создание автоматизированного инструмента, позволяющего прогнозировать дефициты за КС, а также расчётным путём выявлять возможность корректировки графика движения ж/д составов. Дополнительно предлагается наладить каналы связи между ОАО «РЖД» и АО «СО ЕЭС» в рамках расчётов по прогнозированию нагрузки и возможности её увеличения без снижения надёжности электроснабжения потребителя и устойчивости энергосистемы.

С одной стороны, предложенный инструмент позволит АО «СО ЕЭС» более точно прогнозировать потребление на перспективный период, тем самым с меньшей погрешностью выполнять расчёты для планового диспетчерского графика. С другой стороны, данный инструмент даст возможность ОАО «РЖД» планировать график движения с возможностью сокращения интервалов движения (при применении технологии «Виртуальная сцепка») без угрозы нарушения электроснабжения, связанной с дефицитами активной мощности в энергосистеме.

VI. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Ключевым результатом работы является разработка механизма взаимодействия потребителя и АО «СО ЕЭС», осуществляющего управление режимом, а также его планирование. Предлагаемая в проекте методика учитывает не только резервы активной мощности генерирующего оборудования, но и запасы статической устойчивости в контролируемых сечениях. В результате проведённого моделирования определены предельные значения допустимых перетоков активной мощности в КС для разных конфигураций «цепей виртуальной сцепки» и режимно-балансовых ситуаций. Важным выводом стало то, что без оперативного контроля перетоков мощности и планирования электроэнергетического режима невозможно обеспечить нормируемый запас статической устойчивости для безаварийной работы тяговой нагрузки и энергосистемы в целом.

Кроме технических расчётов, в работе подчёркнута необходимость тесного взаимодействия между АО «СО ЕЭС» и ОАО «РЖД» на этапе планирования эксплуатационных режимов. Только совместное прогнозирование нагрузок, при котором учитываются расписание движения «цепей виртуальной сцепки», характеристики и ограничения электрических сетей, позволяет своевременно оптимизировать загрузку КС и

электростанций и заблаговременно скорректировать графики движения поездов. Важно, чтобы АО «СО ЕЭС» предоставлял оперативные данные о возможности увеличения нагрузки тяговых подстанций и пропускной способности КС, а РЖД, в свою очередь, рассчитывала графики виртуальной сцепки таким образом, чтобы не превышать согласованные значения перетока активной мощности и обеспечивать равномерное распределение нагрузки по участкам линии. Только при таком сотрудничестве можно гарантировать, что технологические преимущества виртуальной сцепки (увеличение пропускной способности тяговой сети) не приведут к снижению качества электроснабжения и непредвиденным авариям.

В заключение следует отметить, что предложенная методика и организационные рекомендации открывают возможность не только безопасно внедрить технологию «Виртуальная сцепка» на действующих участках, но и создать основу для развития алгоритмов управления тяговой сетью в реальном времени. В будущем это позволит добиться более гибкого планирования и регулирования нагрузок, оперативного перераспределения мощностей между подстанциями и своевременного принятия решения для обеспечения требуемых резервов мощности. Таким образом, реализация такой методики позволит обеспечить сбалансированное взаимодействие тягового оборудования и сети электроснабжения, повысить эффективность эксплуатации железнодорожной инфраструктуры и создать предпосылки для дальнейшей интеграции инновационных технологий в систему управления движением поездов.

Список литературы

- [1] Алексеев П. А., Иванов К. В. Особенности моделирования режимов тяговых подстанций при использовании виртуальной сцепки // Вестник транспорта. – 2022. – № 3. – С. 42–49.
- [2] Мешков Г. И., Панасюк Ю. А. Электроснабжение железных дорог: учебник. – М.: Транспорт, 2010. – 412 с.
- [3] Анализ и моделирование электроснабжения при массовом применении автоматизированного вождения поездов: отчёт по НИР / ОАО «РЖД». – М., 2021. – 67 с.
- [4] Сафронов В. Н. Оптимизация режимов работы тяговых подстанций при нерегулярной нагрузке: дис. канд. техн. наук. – М.: МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2019. – 153 с.
- [5] Юрасов А. А. Моделирование и расчёт режимов работы электрических сетей. – М.: Энергия, 2015. – 336 с.
- [6] Приказ Минэнерго России от 29.11.2024 N 2328. "Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2025 – 2030 годы". – М.: Минюст, 2024. – 198 с.
- [7] Приказ Минэнерго России от 03.08.2018 N 630 (ред. от 20.12.2022). "Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Методические указания по устойчивости энергосистем". – М.: Минюст, 2018. – 16 с.
- [8] Руководство пользователя информационно-управляющей системы «ОПОРА» / Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока. – Хабаровск, 2022. – 44 с.
- [9] Инструкция по использованию программно-аппаратного комплекса «Система мониторинга запасов устойчивости ОДУ Востока» / Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока. – Хабаровск, 2024. – 62 с.

ПРИМЕНЕНИЕ АВТОМАТИКИ ОГРАНИЧЕНИЯ СНИЖЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ДЛЯ СОХРАНЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ДВИГАТЕЛЬНОЙ НАГРУЗКИ

Флоринский А.А.^{1,2}, Фролов А.И.¹, Беляев А.Н.²

¹Филиал АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ, ²ФГАОУ ВО «СПбПУ Петра Великого»

Санкт-Петербург, Россия

e-mail: andrej.florinskiy@gmail.com

Аннотация

Состояние вопроса: В соответствии с [1], автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН) предназначена для предотвращения недопустимого снижения напряжения и обеспечения статической устойчивости. Существующая методика определения достаточности объема управляющих воздействий (УВ) и выдержки времени срабатывания ступеней АОСН предполагает расчет установившегося режима при задании нагрузки в промежуточных узлах транзита значением активной и реактивной мощности с учетом статических характеристик нагрузки. Тем не менее, в соответствии с [2], состав типового обобщенного узла нагрузки на 48% определяется асинхронными двигателями (АД). В случае снижения напряжения сети до нуля возможен выбег АД. Если напряжение питающей сети сохраняется, но снижается ниже критического значения, то происходит лавина напряжения. В этой работе показана возможность сохранения устойчивости двигательной нагрузки при корректировке работы устройств АОСН реального энергообъединения с сохранением существующего алгоритма работы устройств автоматики этого типа.

Материалы и методы: Расчеты электромеханических переходных процессов выполнены в динамической модели энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области, разработанной в программном комплексе (ПК) RuStab. В качестве энергорайона для моделирования двигательной нагрузки выбран транзит 110 кВ с 19 промежуточными ПС на северо-западе Ленинградской области. Также были использованы программы Microsoft Excel и Microsoft Visio.

Результаты: Путем моделирования выявлена возможность потери устойчивости двигательной нагрузки транзита при существующих параметрах настройки устройств АОСН, установленных на ПС транзита. Предложены новые ступени срабатывания АОСН, объемы УВ существующих ступеней и скорректированы выдержки времени.

Выводы: Показана необходимость изменения существующей методики определения параметров срабатывания АОСН при учете двигательной нагрузки потребителей.

Ключевые слова: лавина напряжения, асинхронный двигатель, АОСН, устойчивость электродвигательной нагрузки.

IMPLEMENTATION OF VOLTAGE REDUCTION LIMITING AUTOMATION TO MAINTAIN MOTOR LOAD STABILITY

Andrei Florinskii^{1,2}, Alexander Frolov¹, Andrey Belyaev²

¹System Operator of the United Power System, Joint-stock Company

²Peter the Great Saint-Petersburg university

Saint-Petersburg, Russia

e-mail: andrej.florinskiy@gmail.com

Abstract

Background: According to [1], voltage reduction limiting automation (VRLA) is designed to prevent unacceptable voltage drops and to ensure static stability. The existing methodology for determining sufficiency of control actions (CA) volume and time delay of VRLA steps trigger involves the calculation of steady state operation when setting load in intermediate transit nodes with a constant value of active and reactive power. However, according to [2], the composition of a typical generalized load node is determined by 48% of induction motors (IM). If the supply voltage drops to zero, IM run-down is possible. If the supply voltage remains but decreases below a critical value, voltage collapse may occur. This study shows the possibility of maintaining motor load stability by adjusting operation of real power system VRLA devices while maintaining the existing algorithm of this type of automation devices operation.

Materials and Methods: The calculations of electromechanical transient processes were performed in dynamic model of the power system of St. Petersburg and the Leningrad Region, developed in software package (SP) RuStab. The 110 kV transit with 19

intermediate substations in the north-west of Leningrad Region was selected as power area for modeling of motor load. Microsoft Excel and Microsoft Visio software were also used.

Results: By modeling, the possibility of stability loss of transit motor load was identified under the existing settings of VRLA devices installed at the transit substations. New steps of VRLA actuation, volumes of CA of existing steps and time delays have been proposed and adjusted.

Conclusions: Need to change the existing methodology for determining the parameters of VRLA response is shown, taking into account consumer's motor load.

Key words: voltage collapse, induction motor, VRLA, electric motor load stability.

1. ВВЕДЕНИЕ

Установка устройств АОСН получили широкое распространение в районах дефицита генерации электроэнергии и наличия протяженных транзитов с большим количеством промежуточных ПС, на которых возможно значительное снижение напряжения в послеаварийный режим (ПАР). В частности, в Ленинградской энергосистеме на данный момент установлено 32 устройства автоматики этого типа. В качестве УВ АОСН может применяться изменение состояния средств компенсации реактивной мощности (СКРМ), топологии сети и отключение нагрузки (ОН) потребителей электроэнергии. Значительное снижение напряжения промежуточных подстанций способно вызвать

лавину напряжения. Этот процесс заканчивается остановом двигателей, который может сопровождаться нарушением технологических процессов двигательной нагрузки из-за значительного снижения крутящего момента и повреждением самих двигателей в связи с высокой кратности перегрузок пусковых токов.

В работе рассматривается транзит 110 кВ протяженностью более 200 км, расположенный на территории Ленинградской области. Его схематичное изображение приведено на рис. 1. Началом транзита являются шины 110 кВ теплоэлектростанции (ТЭС) мощностью 500 МВт (ЭЭС1), а концом – шины ПС 330 кВ (ЭЭС2). Также транзит имеет связь со смежной энергосистемой (ЭЭС4) и ответвление к другой ПС 330 кВ (ЭЭС3).

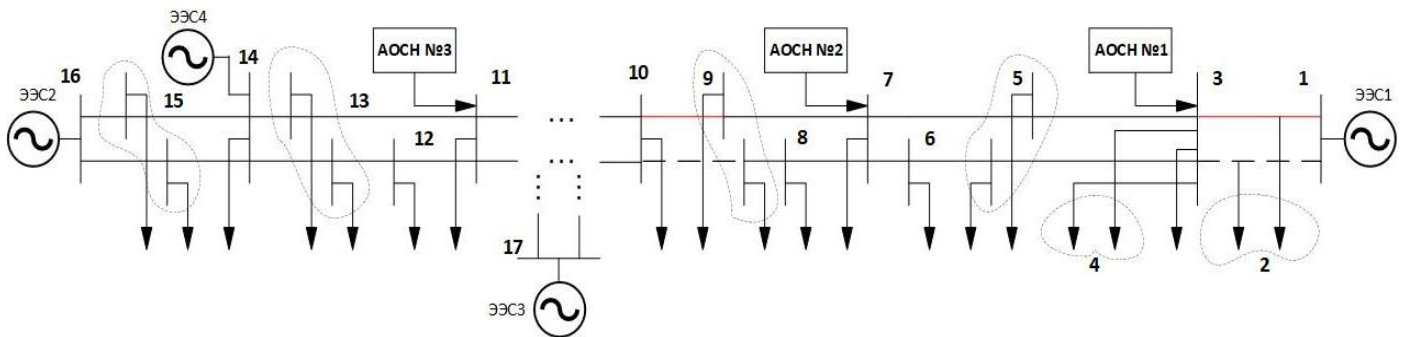


Рис. 1. Схема транзита 110 кВ

На транзите расположено 3 устройства АОСН, которые действуют на отключение нагрузки суммарной мощностью 92,55 МВт в зимний период. Выдержка времени срабатывания ступеней ОН составляет от 13 до 19 с, уставка по напряжению – 87, 93 и 85 кВ для устройств №1, 2 и 3 соответственно. Далее рассматриваются мероприятия по изменению настроек данных устройств АОСН с целью сохранения устойчивости двигательной нагрузки.

II. НАСТРОЙКА СТУПЕНИ АОСН, ДЕЙСТВУЮЩЕЙ НА ОТКЛЮЧЕНИЕ НАГРУЗКИ

Первоначально в ПК «Rustab» моделируется режим зимнего максимума с ремонтом I цепи ВЛ 1-3, I цепи ВЛ 9-10 (выделены штриховой линией на рис. 1) и отключением II цепи ВЛ 1-3 (выделена красным цветом на рис. 1), в результате которого питание тупикового района ПС 3 – 9 осуществляется по единственной линии связи с

внешней энергосистемой – II цепи ВЛ 9-10. При задании нагрузки постоянным значением мощности происходит срабатывание устройств АОСН №1 и №2 с отключением 73,6 МВт нагрузки на ПС3 и ПС7, в результате чего статическая устойчивость нагрузки по напряжению сохраняется, напряжение ПС 3 повышается с 55,6 кВ в ПАР до 82,2 кВ после реализации ОН, что выше критического напряжения для сети 110 кВ, равного обобщенному значению 77 кВ ввиду отсутствия информации от потребителя электрической энергии.

Далее во всех узлах транзита были заданы модели АД. Степень загрузки АД принималась равной от 70 до 85%, доля двигательной нагрузки в узле – от 40 до 60%. Были использованы параметры реальных АД различных производителей мощностью от 200 до 1000 кВт и напряжением 6 либо 10 кВ, представленные в таблице I.

Таблица I. ПАРАМЕТРЫ АСИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ НАГРУЗКИ ТРАНЗИТА

Наименование АД	Номинальная активная мощность, кВт	Коэффициент мощности $\cos\phi$	Скорость вращения, об/мин	Кратность максимального момента, Мп/Мн	Кратность пускового момента Мп/Мн	Кратность пускового тока Iп/Iн	Момент инерции ротора, кг*м ²	Механическая постоянная времени Tj, с
Siemens 1LA4 504-CN80-Z	1000	0,86	996	2,2	0,64	5,44	33	0,090
ДА304 – 560X-10V1	500	0,79	595	2,2	1,3	6	87	0,170
ABB NXR400MH4	500	0,85	1492	2,2	0,8	6,3	10	0,126
AKH-16-44-24	500	0,67	240	2,4	0,9	5,1	80	0,025
W22XCE 355ML4	200	0,84	1490	2,9	1	7,23	3	0,090
BAO2-450LA-4	315	0,89	1480	2,5	1,2	6	10	0,191
MEZ 1YF710M12	400	0,79	495	2,3	1,2	5,7	36	0,060

Динамическая подсистема асинхронного двигателя в ПК «Rustab» задается моделью с короткозамкнутым ротором «ДХН-1». В момент времени 1 с так же моделируется отключение II цепи ВЛ 1-3, в результате чего происходит торможение двигателей ПС 3-9 транзита, что представлено на рис. 2, где показано изменение скольжения s и U для нескольких секций ПС 3 – 9 (а) и напряжения ПС 3 (б).

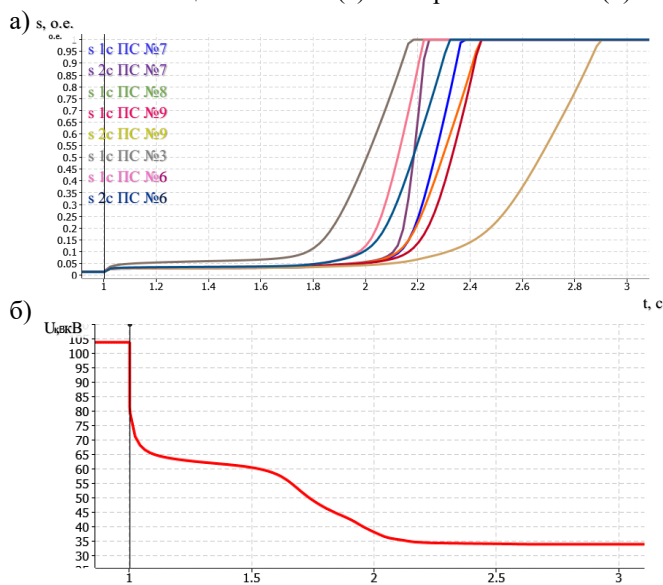


Рис. 2. Изменение скольжения эквивалентных АД ПС 3-9 (а) и напряжения на шинах 110 кВ ПС №3 (б)

Как видно на рисунках выше, в момент времени 1,7 с начинается резкое увеличение крутизны кривых s и U , что характеризует процесс опрокидывания двигателя, представленный на примере 1с ПС №3 на моментно-скоростной характеристике (МСХ) АД на рис. 3.

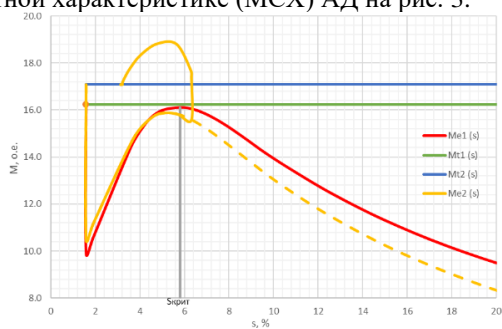


Рис. 3. Моментно-скоростная характеристика АД ПС №3

Момент времени 1,7 с соответствует критическому скольжению $s_{крит}$, при котором вращающий электромагнитный момент Me_1 становится ниже тормозящего механического Mt_1 на всей плоскости МСХ. В 2,15 с происходит полный останов АД3. В соответствии с [3], время выбега определяется тремя факторами:

- моментом инерции агрегата в целом;
- коэффициентом загрузки двигателя;
- зависимостью момента приводимой во вращение машины М от скорости вращения.

Как видно из таблицы 1, АД обладают различной частотой вращения, что приводит к необходимости скорректировать содержание первого фактора: время выбега зависит от величины механической инерционной постоянной T_j , которая на несколько порядков меньше аналогичного параметра для мощных синхронных генераторов. Этот фактор, как и пониженное напряжение сети до отключения II цепи ВЛ 1-3, а также доля двигательной нагрузки ПС 3, составляющая 57%, являются определяющими для величины запаса устойчивости в послеаварийном режиме. Для сохранения устойчивости двигательной нагрузки предлагается уменьшение выдержки времени ступеней АОСН №1-3 до минимально возможного значения, которое определяется в соответствии с формулой [1]:

$$t_{АОСН} = t_{защ} + t_{зап} + t_{вв} = 0,55 \text{ с}, \quad (1)$$

где $t_{защ}$ – время действия защиты с максимальным временем срабатывания на сетевом элементе, принимаемое равным 0,4 с с учетом действия устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ);
 $t_{зап}$ – время запаса, принимаемое равным 0,2 - 0,3 с для устройств на электромеханической элементной базе и 0,1 с – на микропроцессорной элементной базе;
 $t_{вв}$ – время коммутации выключателей при отключении нагрузки, принимаемое равным 0,05 с.

Данное значение выше минимально возможного, равного 0,1 с в соответствии с [4] и [5]. Стоит отметить, что отключение АД от сети возможно, если вызванное этим нарушение технологических процессов не создает угрозы здоровью человека и не приводит к значительному экономическому ущербу. Аналогичные предыдущему случаю зависимости при работе всех ступеней АОСН в момент времени 1,55 с приведены на рис. 4.

а) s, o.e.

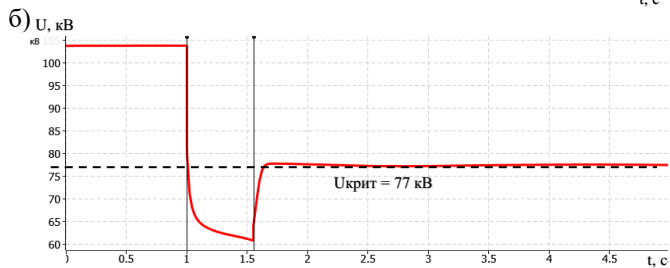
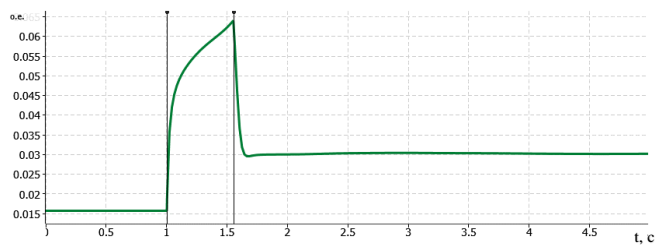


Рис. 4. Изменение скольжения эквивалентного АД (а) и напряжения на шинах 110 кВ (б) ПС №3 при ускорении работы АОСН

Как видно из рисунка 4, текущий объем УВ достаточен для предотвращения лавины напряжения.

III. НАСТРОЙКА СТУПЕНИ АОСН, ДЕЙСТВУЮЩЕЙ НА УВЕЛИЧЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Рассмотрим увеличение доли двигательной нагрузки во всех узлах транзита до 60%, что возможно при росте промышленного производства в районе. Это приводит к увеличению момента сопротивления двигательной нагрузки. Так, для ПС 3 момент сопротивления увеличивается с $Mt_1 = 16,2$ до $Mt_2 = 17,1$ МВт. При сохранении тех же схемно-режимных условий после отключения II цепи ВЛ 1-3 характеристика Me практически не изменяется и расположена ниже Mt_2 на всей плоскости МСХ, что делает необратимым выбег АД (штриховая кривая Me_2). Останов двигателей в узлах транзита начинается уже спустя 0,5 с после отключения ВЛ 1-3, в результате чего ОН в момент времени 1,55 с оказывается неэффективным. В связи с этим предлагается реализовать новую ступень АОСН, действующую на автоматическое регулирование напряжения трансформатора (АРНТ) на ПС 330 кВ №13. При реализации АРНТ на базе полупроводниковых устройств быстродействие автоматики этого типа составляет 10-20 мс. С учетом времени действия логики устройства защиты принимается, что перевод привода устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) в первое положение (максимальное значение коэффициента трансформации), происходит в 1,1 с. При этом, как показано на рис. 3, происходит резкое увеличение Me_2 (сплошная кривая), что предотвращает лавину напряжения – происходит возврат в точку установившегося режима работы АД.

В аналогичной ремонтной схеме в режиме зимнего максимума при отключении II цепи ВЛ 9-10 в момент времени 1 с тупиком транзита становится ПС 9. В этом случае двигательная нагрузка сохраняет свою устойчивость, однако напряжение на ПС 7 становится ниже уставки срабатывания АОСН №2, что приведет к выдаче УВ на отключение местных потребителей мощностью [6]

25,6 МВт. Для предотвращения отключения нагрузки реализуется новая ступень АОСН, действующая с минимальной выдержкой времени на увеличение напряжения статора генераторов ТЭС 500 МВт в начале транзита, за счет чего удастся добиться увеличения напряжения ПС 7 выше уставки АОСН №2, что представлено на рис. 5, и предотвратить отключение потребителей электроэнергии.

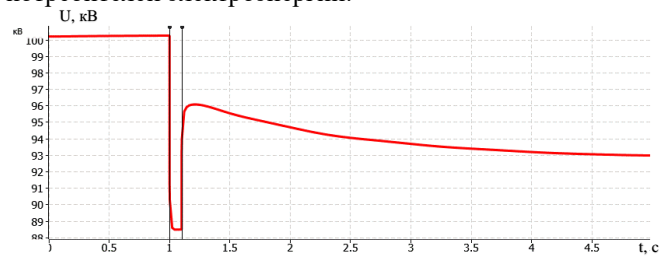


Рис. 5. Изменение напряжения на шинах 110 кВ ПС №7 при реализации УВ на увеличение напряжения генераторов ТЭС

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ

Таким образом, в работе показана необходимость изменения существующих настроек АОСН для предотвращения потери устойчивости двигательной нагрузки транзита. Продемонстрирована эффективность новых ступеней АОСН, действующих на устройство РПН трансформатора и систему возбуждения генератора. В связи с отсутствием упоминания новых ступеней в нормативно-технической документации требуется доработка последней. В случае, если в начале транзита находится электростанция или ПС с АРНТ, реализация новых ступеней с минимальной выдержкой времени 0,1 секунды обеспечивает сохранение устойчивости двигательной нагрузки и полностью исключает отключение нагрузки. При отсутствии возможности реализации этих ступеней и наличии пересечения кривых Me и Mt на МСХ АД ОН действием АОСН эффективно при максимальном снижении выдержки времени их срабатывания, составляющей 0,55 секунд с учетом отстройки от работы релейной защиты.

Список литературы

- [1] Акционерное общество АО «СО ЕЭС». СТО 59012820.29.020.004-2025 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Правила определения параметров настройки устройств автоматики ограничения снижения напряжения.
- [2] Электрические системы и сети: учеб. пособие / Брилинский А.С. [и др.]. – СПб. : ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2020. – 174 с.
- [3] Ю.Е. Гуревич, К.В. Кабиков Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя – М.: 2005 г. – 407 с.
- [4] Общество с ограниченной ответственностью научно-производственное предприятие «ЭКРА». Терминал автоматической частотной разгрузки и автоматики ограничения снижения напряжения БЭ2502А1102. Руководство по эксплуатации, 2017. – 57 с.
- [5] Акционерное общество «Радиус автоматика». Микропроцессорное устройство локальной противоаварийной автоматики «Сириус-ПА-02», БПВА.656122.213 РЭ. Руководство по эксплуатации, 2025 – 118 с.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПЛАНОВЫХ РЕМОНТОВ БАЛАКОВСКОЙ АЭС НА НАДЕЖНОСТЬ БАЛАКОВСКОГО ЭНЕРГОРАЙОНА САРАТОВСКОЙ ОБЛАСТИ В УСЛОВИЯХ ИЗМЕНЯЮЩИХСЯ НАГРУЗОК И ТЕМПЕРАТУР

Хитрич Д. О., Дадонов Д.Н.

Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги
Самара, Россия

e-mail: danakhitrich@mail.ru, DadonovDN@odusv.so-ups.ru

Аннотация

Состояние вопроса: В условиях меняющихся режимов работы прилегающей к Балаковской АЭС сети 220 кВ, вызванных вводом ПС 220 кВ Чапаевская и прогнозируемым увеличением нагрузки ГПП Метзавод, а также высокой аварийностью генерирующего оборудования Балаковской ТЭЦ-4 и возрастающим потреблением Уральского энергорайона энергосистемы Казахстана, особую актуальность приобретает проблема обеспечения надежности электроснабжения Балаковского энергорайона. Действующие Правила вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации [1] строго регламентируют невозможность реализации плановых ремонтов линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования, требующих временного отключения потребления, в том числе по схеме после единичного нормативного возмущения. Данные ограничения создают серьезные вызовы для энергетической безопасности региона, диктуя необходимость исследования и разработки эффективных вариантов модернизации прилегающей к Балаковской АЭС сети 220 кВ с целью обеспечения возможности проведения ремонтных кампаний без ущерба для надежности и устойчивости энергосистемы.

Материалы и методы: Исследование основано на анализе статистических данных об аварийности, моделировании установившихся электроэнергетических режимов работы сети для выявления причинно-следственных связей между ремонтными мероприятиями и параметрами устойчивости.

Результаты: Выявлена невозможность реализации следующих ремонтов в летний период, период паводка: блока 1 Балаковской АЭС, АТ Балаковской АЭС.

Выводы: В работе обоснована эффективность двух технических сценариев устранения сетевых ограничений энергосистемы Саратовской области: внедрение фазоповоротных устройств на Балаковской АЭС или реконструкция ЛЭП с применением высокотемпературного провода. Доказано, что реализация любого из решений обеспечивает надежность электроснабжения и возможность проведения ремонтных кампаний в условиях экстремальных температур, исключая необходимость ограничений потребителей.

Ключевые слова: управление потоками мощности, длительно допустимый ток (ДДТН), Ремонтная кампания, Автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО), Сетевые ограничения.

ASSESSMENT OF THE IMPACT OF PLANNED REPAIRS AT THE BALAKOVSKAYA NUCLEAR POWER PLANT ON THE RELIABILITY OF THE BALAKOVSKAYA ENERGY REGION IN THE SARATOV REGION UNDER CHANGING LOADS AND TEMPERATURES

Dana Khitrich, Dmitry Dadonov

SO UPS ODC of the middle Volga, SamPSU
Samara, Russia

e-mail: danakhitrich@mail.ru, DadonovDN@odusv.so-ups.ru

Abstract

Background: In light of the changing operating conditions of the 220 kV grid adjacent to the Balakovo NPP, caused by the commissioning of the 220 kV Chapaevskaya substation and the projected increase in load on the Metzavod substation, as well as the high failure rate of the generating equipment at Balakovo TPP-4 and the increasing consumption of the Ural energy district of the Kazakhstan power system, the issue of ensuring the reliability of power supply to the Balakovo energy hub is becoming particularly relevant. The current Rules for the withdrawal of power facilities for repair and decommissioning [1] strictly regulate

the impossibility of carrying out scheduled repairs of power lines, power grid and generating equipment that require temporary shutdown of consumption, including according to the scheme after a single normative disturbance. These restrictions pose serious challenges to the region's energy security, dictating the need to research and develop effective options for modernizing the 220 kV grid adjacent to the Balakovo NPP in order to ensure that repair campaigns can be carried out without compromising the reliability and stability of the power system.

Materials and methods: The study is based on an analysis of accident statistics and modeling of established power grid operating modes to identify cause-and-effect relationships between repair activities and stability parameters.

Results: It has been determined that the following repairs cannot be carried out during the summer flood period: Unit 1 of the Balakovo NPP, AT Balakovo NPP.

Conclusions: The paper substantiates the effectiveness of two technical scenarios for eliminating network constraints in the Saratov Region power system: the introduction of phase-shifting devices at the Balakovo Nuclear Power Plant or the reconstruction of power lines using high-temperature wire. It has been proven that the implementation of either solution ensures the reliability of power supply and the possibility of carrying out repair campaigns in extreme temperature conditions, eliminating the need for consumer restrictions.

Key words: power flow management, long-term permissible current (LTC), repair campaign, automatic overload protection (AOP), network restrictions.

I. ВВЕДЕНИЕ

Энергосистема Саратовской области характеризуется устойчивым системным профицитом мощности, обеспеченным генерацией Балаковской АЭС (БАЭС) и Саратовской ГЭС (СарГЭС). Однако надежность энергоснабжения ограничивается выраженной территориальной неравномерностью распределения генерирующих мощностей и нагрузок на фоне недостаточной пропускной способности электросетевой инфраструктуры. Данный дисбаланс обостряется в Балаковском энергорайоне, где рост потребления накладывается на высокую аварийность Балаковской ТЭЦ-4 (фоновый фактор) и рост перетоков в энергосистему Казахстана. Ситуация осложняется климатическим фактором: высокие летние температуры (до +40°C) создают дополнительные режимные ограничения при проведении ремонтных кампаний.

Для оценки влияния плановых ремонтов БАЭС на надежность электроснабжения Балаковского энергорайона были выполнены расчеты электроэнергетических режимов, охватывающие два характерных периода: летний и паводковый (ориентировочно с середины апреля до середины июня). Выбор этих периодов обусловлен их специфическими условиями, создающими наиболее тяжелые режимы работы энергосистемы и потенциально критические эксплуатационные сценарии. Моделирование осуществлялось на перспективной расчетной модели Объединенной энергосистемы (ОЭС) Средней Волги.

Параметры, использованные в расчетах, отражали актуальные и прогнозные состояния энергосистемы:

Температурный режим: для летнего периода принималась температура воздуха +35°C, для паводка – +20°C.

Загрузка генерирующего оборудования:

Балаковская ТЭЦ-4: В расчетах учитывалась ее загрузка до располагаемой мощности 55 МВт (для лета) или 85 МВт (для паводка) с учетом аварийности. Ключевой особенностью для обоих периодов являлась вероятность полного отсутствия генерации на ТЭЦ-4 в любой момент, что существенно усугубляет режим.

СарГЭС: учитывалась с нагрузкой 1100 МВт в летний период и с нагрузкой 1481 МВт в паводок.

Потребление: Нагрузки на ПС 220 кВ Чапаевская (82 МВт) и ГПП Металлургического завода (393 МВт).

Межсистемные перетоки: Переток активной мощности в ЭС Казахстана по сечению «Средняя Волга - Уральск» задавался на уровне максимально допустимого перетока активной мощности 400 МВт.

II. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЛАНОВЫХ РЕМОНТОВ И ВЫЯВЛЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ

В результате моделирования плановых ремонтных работ на БАЭС (блок 1 и АТ) в обоих рассмотренных периодах – летнем и паводке – было выявлено превышение длительно допустимого тока (110-160% от ДДТН) по ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Балаковская. Перенос ремонта блока 1 БАЭС на иные периоды года может быть затруднен из-за необходимости проведения перегрузки топлива в соответствии с параметрами топливного цикла.

Первоначальное снижение токовой нагрузки до допустимых значений (ДДТН) за счет разгрузки СарГЭС ведет к существенной потере регулировочного диапазона и ограничено требованиями гидрологического режима в период паводка. В качестве следующего мероприятия применяется отключение межсистемной ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС – Степная, однако даже отключение данной ВЛ в ряде схемно-режимных ситуаций не приводит к снижению токовой нагрузки ВЛ ниже ДДТН.

Наиболее критичным результатом моделирования является то, что после нормативного возмущения для снижения тока по ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Балаковская возникает неизбежная необходимость введения графиков временного отключения потребления. Данная мера, являющаяся, по сути, единственной эффективной для оперативного снижения тока в этих условиях, запрещена [1].

Также проводилось моделирование в ночных режимах. Определено, что при выводе в ремонт АТ БАЭС наблюдается превышение ДДТН по ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС – Центральная II цепь, которое ликвидируется только за счет разгрузки блока 1 БАЭС.

III. СТРОИТЕЛЬСТВО ВТОРОГО АВТОТРАНСФОРМАТОРА НА БАЛАКОВСКОЙ АЭС

Для повышения надежности и пропускной способности схемы выдачи мощности БАЭС необходима установка второго АТ-500/220. Установка второго АТ создает дополнительный путь для выдачи мощности БАЭС и обеспечивает резервирование при выводе в ремонт одного из автотрансформаторов. Это позволяет перераспределить потоки мощности в сети 220 кВ и 500 кВ, снижая нагрузку на отдельные элементы при изменении топологии схемы.

Для оценки эффективности предложенного решения были выполнены расчеты режимов энергосистемы с учетом установленного второго АТ на БАЭС, используя те же исходные данные и условия для летнего периода и паводка.

При моделировании плановых ремонтных работ на БАЭС в летний период установка второго АТ позволяет:

1. Существенно снизить нагрузку по току ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Балаковская. При наличии двух АТ перетоки мощности более равномерно распределяются по сети. ДДТН по указанной линии превышает на значительно меньшую величину или полностью укладывается в нормативные пределы, в зависимости от конкретного ремонта.

2. Сократить объем требуемой разгрузки СарГЭС. Благодаря перераспределению мощности, необходимость в использовании регулировочного диапазона ГЭС для снижения тока по ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Балаковская значительно уменьшается. Это позволяет сохранить большую часть регулировочного диапазона ГЭС, повышая маневренность энергосистемы и ее способность оперативно реагировать на внешние возмущения. Ключевым выводом из проведенных расчетов является то, что при наличии второго АТ на БАЭС появляется реальная возможность выполнять плановые ремонты в летний период.

IV. ОПТИМИЗАЦИЯ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ В СЕТИ 220 КВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ФАЗОВОРОТНЫХ УСТРОЙСТВ ИЛИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЛЭП

Для снятия сетевых ограничений в прилегающей к БАЭС сети 220 кВ и повышения надежности энергоснабжения в условиях ремонтных компаний и экстремальных температур рассмотрены два альтернативных технических решения.

Вариант 1: Внедрение фазоворотных устройств

Первое решение предполагает установку двух управляемых фазовращающих трансформаторов (ФПТ) типа ТДЦТНФ-195260/220-У1 на АТ БАЭС. Это создает гибкий инструмент перераспределения потоков мощности.

Моделирование показало высокую эффективность применения ФПТ в летний и паводковый периоды:

Устранение перегрузок: исключается превышение ДДТН на ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Балаковская и ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС – Центральная II цепь без необходимости неэкономичной разгрузки блоков БАЭС или СарГЭС.

Соблюдение нормативных требований: В послеаварийных режимах (ремонт блока после нормативного возмущения) ФПТ предотвращает необходимость ввода графиков временного отключения потребителей.

Для автоматизации процесса предлагается оснащение ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС – Центральная I, II цепь и ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Балаковская, ВЛ 220 Кв Саратовская ГЭС – Центральная устройствами АОПО с действием на изменение уставки РПН ФПТ (для поддержания тока в пределах ДДТН) или на его шунтирование в зависимости от режима. Предлагаемое использование АОПО с воздействием на изменение уставки РПН ФПТ рассматривается как перспективное техническое решение, дополняющее стандартные ступени (ОГ, ОН). Данный алгоритм позволяет плавно регулировать переток мощности в доаварийных и послеаварийных режимах, минимизируя необходимость таких воздействий как отключение нагрузки.

Вариант 2: Реконструкция ЛЭП с заменой провода

В качестве альтернативного способа устранения «узкого места» рассмотрена реконструкция ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Центральная, ВЛ 220 кВ Центральная – Балаковская и ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Балаковская. Мероприятие включает замену существующего провода на провод марки АСТ-300/66 (ДДТН при +35°C=600А), а также замену сопутствующего электросетевого оборудования на подстанциях и Саратовской ГЭС.

Выбор провода АСТ-300/66 (ДДТН при +35°C=950А) обусловлен его повышенными эксплуатационными характеристиками по сравнению с базовыми аналогами. Благодаря чему существенно увеличивается пропускная способность сети. Расчеты подтверждают, что в рассматриваемых схемно-режимных ситуациях фактическая нагрузка реконструированных линий не превысит допустимых величин, что позволяет снять сетевые ограничения без внедрения сложной активной электроники (ФПТ). На рис. 1 представлена принципиальная схема рассматриваемого энергорайона. С целью повышения наглядности отображения узких мест в сети 220 кВ, транзитные связи высших классов напряжения (500 кВ) на схеме не показаны, так как они не оказывают определяющего влияния на перераспределение потоков мощности по ВЛ 220 кВ в рассматриваемых ремонтных режимах.

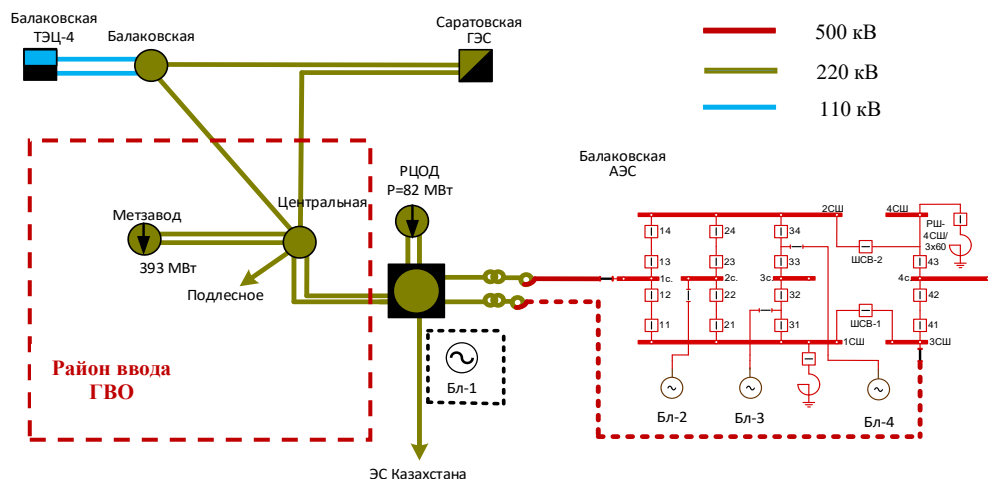


Рис. 1. Принципиальная структурная схема связей 220 кВ Балаковского энергорайона

V. ВЫВОДЫ

Анализ режимов работы энергосистемы Саратовской области выявил риски снижения надежности и устойчивости при проведении плановых ремонтов оборудования БАЭС, усугубляемые ростом нагрузок и экстремальными климатическими факторами. Существующие методы диспетчерского управления приводят к потере маневренности системы и потенциальной необходимости введения ограничений потребления, что противоречит нормативным требованиям [1].

В ходе исследования были определены два технических решения, позволяющих устранить выявленные ограничения сети:

Внедрение средств активного управления потоками мощности: установка второго автотрансформатора (АТ-500/220) и двух управляемых фазовращающих трансформаторов (ФПТ) на БАЭС. А также установка АОПО на ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Балаковская и ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС – Центральная П(И) цепь дополнительно повысит надежность благодаря быстрой реакции автоматики, снижению человеческого фактора.

Усиление пропускной способности сети: реконструкция ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Балаковская, ВЛ 220 кВ Центральная – Балаковская и ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Центральная с заменой провода на высокотемпературный тип АСТ-300/66 и обновлением конечного оборудования.

Оба варианта обеспечивают ключевые технические эффекты:

Гибкость ремонтных кампаний: Возможность вывода блоков АЭС и сетевого оборудования в ремонт в любой период года, что критически важно для соблюдения нормативных межремонтных интервалов.

Снятие ограничений: Полное устранение перегрузок во всех режимах.

Сохранение маневренности: Отказ от вынужденной разгрузки Саратовской ГЭС.

Надежность: Исключение необходимости ввода графиков ограничения потребителей, а также предотвращение вынужденного отключения межсистемной линии электропередачи с энергосистемой Казахстана.

Дополнительно, при проектировании и оценке эффективности нового оборудования, следует пересмотреть температуры для летних режимов. Текущие нормативы, устанавливающие расчетную температуру +30°C [2], не в полной мере отражают климатические реалии Саратовского энергорайона, где летние температуры регулярно превышают +30°C и достигают +40°C. Расширение диапазона температур, используемых в расчетах, до фактических максимальных значений позволит получить более реалистичную картину работы энергосистемы и обеспечить необходимый запас прочности и надежности нового оборудования в условиях экстремальной жары. Предлагаемый алгоритм работы АОПО на изменение уставки РПН ФПТ является инновационным и дополняет стандартные ступени (ОГ, ОН), что позволяет избежать избыточного отключения нагрузки.

При этом следует подчеркнуть, что в рамках данной работы рассматривалась исключительно физическая реализуемость и техническая эффективность предлагаемых мер. Вопросы сравнительной стоимости капитальных вложений намеренно вынесены за рамки исследования, поскольку техническая надежность энергосистемы является условием необходимым, тогда как экономическая оптимизация — условием достаточным, подлежащим оценке на стадии детального технико-экономического обоснования.

Список литературы

- [1] Постановление Правительства Российской Федерации от 30.01.2021 № 86 "Об утверждении Правил вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации" (п. 33, пп. «б», «в»).
- [2] Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем: приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 06.12.2022 № 1286: [зарегистрирован в Минюсте России 29.12.2022 № 71887].
- [3] ГОСТ Р 55105-2019. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования. – М.: Стандартинформ, 2019.
- [4] Применение фазоворотного трансформатора в схеме выдачи мощности Волжской ГЭС / В. А. Крицкий, Г. А. Евдокунин, А. С. Брилинский, Л. С. Смирнова // Электрические станции. – 2018. – № 12(1049). – С. 26-30.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ВЕРИФИКАЦИИ ДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ С ПОМОЩЬЮ АЛГОРИТМОВ ОПТИМИЗАЦИИ

Чистяков А.С., Флоринский А.А.
Филиал АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ
Санкт-Петербург, Россия
e-mail: casey.al67@gmail.com

Аннотация

Состояние вопроса: Создание и верификация динамической расчётной модели (ДРМ) электроэнергетической системы (ЭЭС) является ключевой задачей для точного воспроизведения электромеханических переходных процессов (ЭМПП) и прогнозирования поведения энергосистемы в реальных условиях. Существующие нормативные документы [1, 2] содержат рекомендации по предварительной проверке параметров и сопоставлению расчетных и экспериментальных осциллограмм, однако ручной выбор параметров остаётся длительным процессом. Зарубежные программные комплексы уже оснащаются встроенными алгоритмами оптимизации, что облегчает верификацию, тогда как отечественный ПК Rustab таких средств не имеет.

Материалы и методы: В работе использована среда программирования Python для реализации внешних алгоритмов оптимизации (АО), предназначенных для выбора параметров ДРМ при работе с программным комплексом (ПК) Rustab.

Результаты: Реализован ряд оптимизационных алгоритмов, обеспечивающих автоматизированный поиск параметров динамической модели, согласующих расчётные ЭМПП с осциллограммами, полученными по данным реальных измерений, например, регистратора аварийных событий (РАС).

Выводы: Предложенный подход демонстрирует возможность применения специализированных алгоритмов оптимизации для верификации ДРМ в ПК Rustab. Использование автоматизированного выбора параметров позволяет ускорить процесс анализа, уменьшить влияние субъективных факторов и повысить качество модели.

Ключевые слова: верификация, динамическая расчётная модель, алгоритмы оптимизации, Rustab.

AUTOMATED VERIFICATION OF POWER SYSTEM DYNAMIC MODELS VIA OPTIMIZATION ALGORITHMS

Aleksandr Chistyakov, Andrei Florinskii
Branch of JSC «SO UPS» — Leningrad Regional Dispatch Office
Saint Petersburg, Russia
e-mail: casey.al67@gmail.com

Abstract

Background: The development and verification of a dynamic simulation model (DSM) of an electric power system (EPS) is a key task for accurately reproducing transient processes (TP) and predicting system behavior under real operating conditions. Existing regulatory documents [1] and [2] provide recommendations for preliminary parameter checks and for comparing calculated and experimental oscillograms; however, manual parameter tuning remains a time-consuming process. Foreign software packages are already equipped with built-in optimization algorithms that simplify the verification process, whereas the domestic Rustab software lacks such tools.

Materials and Methods: The study employs the Python programming environment to implement external optimization algorithms (OA) designed for parameter tuning of the DSM when working with the Rustab software package.

Results: A set of optimization algorithms has been implemented, enabling automated search for dynamic model parameters that align calculated TP results with oscillograms.

Conclusions: The proposed method demonstrates opportunity of applying specialized optimization algorithms for DSM verification in the Rustab environment. Automated parameter tuning accelerates the analysis process, reduces subjective influence, and improves model quality.

Key words: verification, dynamic simulation model, optimization algorithms, Rustab.

I. ВВЕДЕНИЕ

Алгоритмы оптимизации глобально разделяются на две группы с точки зрения использования производных: в этой работе рассматривается алгоритм Левенберга-Марквардта (АЛМ) с вычислением производных и алгоритм Байеса (АБ), основывающийся на построении вероятностной модели целевой функции (ЦФ), используемой для определения наиболее перспективных точек при поиске оптимального решения. Автоматизированный выбор параметров осуществляется путём расчёта переходных процессов при разных комбинациях параметров модели с целью уменьшения ЦФ, в роли которой выступает площадь между расчётной кривой и осциллограммой, полученной с помощью РАС.

II. АЛГОРИТМЫ ОПТИМИЗАЦИИ

A. Алгоритм Левенберга-Марквардта

АЛМ представляет собой комбинацию градиентного метода и метода Ньютона-Гаусса для решения задачи нелинейных квадратов, то есть задач, где ЦФ минимизирует сумму квадратов отклонений между двумя наборами данных [3]. Метод градиентного спуска (МГС) основан на вычислении якобиана (вектор производных ЦФ по параметру оптимизации) и определении градиента, определяющего направление наибольшего возрастания ЦФ. Шаг градиентного спуска определяется в соответствии с формулой:

$$h_{gd} = \alpha J^T W (y - \hat{y}), \quad (1)$$

где J – матрица производных $d\hat{y}/da$; y – данные эталонной функции; W – диагональная матрица весов $1/\sigma_{yi}^2$; σ_{yi} – ошибка между эталонными данными и выходными данными модели; \hat{y} – выходные данные модели; a – набор параметров, которые подвергаются оптимизации; α – положительный коэффициент, определяющий длину шага.

В случае поиска минимума ЦФ параметр оптимизации будет изменяться противоположно направлению градиента, то есть в направлении антиградиента.

Метод Ньютона-Гаусса (МГН) представляет собой модификацию метода Ньютона, применяемый в первую очередь для оптимизации ЦФ, близкой к квадратичной. Данный метод основан на минимизации ЦФ, которая однозначно вычисляется, как сумма квадратов отклонений между значениями y и \hat{y} . Система уравнений МГН имеет следующий вид:

$$\left[J^T W J \right] h_{gn} = \alpha J^T W (y - \hat{y}), \quad (2)$$

где h_{gn} – шаг МГН.

Оба метода имеют недостатки. При использовании первого метода вероятны ситуации, при которых значение градиента начинает либо неограниченно расти, либо уменьшаться до значений, близких к нулю. В то же время, при неудачном начальном приближении в МГН процесс оптимизации будет расходиться. При этом сходимость метода замедляется при приближении к минимуму, а в случае линейной зависимости столбцов матрицы якобиана необходима дополнительная реализация проверки ранга матрицы на каждой итерации.

Алгоритм Левенберга-Марквардта является комбинацией МГС и МГН:

$$\left[J^T W J + \lambda I \right] h_{gn} = J^T W (y - \hat{y}), \quad (3)$$

где λ – параметр регуляризации.

В случае большой величины λ АЛМ вырождается в МГС, что характерно для начала итерационного процесса. По мере приближения решения к точке минимума величина λ уменьшается, за счет чего АЛМ становится подобным МГН. Благодаря сочетанию в себе свойств двух оптимизационных алгоритмов, АЛМ обладает более высокой степенью устойчивости, большими шансами на нахождение глобального, а не локального минимума ЦФ, а также высокой скоростью сходимости в сравнении с МГС и МГН.

B. Алгоритм Байеса

Начальным этапом АБ является выборка ЦФ в нескольких случайных начальных точках. Ядром алгоритма является Гауссовский процесс – модель, используемая для оценки как ЦФ, так и меры неопределенности на текущей итерации и определяемая ковариацией наборов данных y и \hat{y} [4]. Следующая точка оценки определяется в соответствии с максимизацией или минимизацией функции сбора данных, которая может быть вычислена либо по методу ожидаемого улучшения $EI(x)$, либо по методу верхней доверительной границы $UCB(x)$. Первая функция вычисляет ожидаемое уменьшение ЦФ и определяется по формуле:

$$EI(x) = E \left[\max \left(f(x) - f(x^+), 0 \right) \right], \quad (4)$$

где $f(x^+)$ – текущее наилучшее значение ЦФ.

Вторая функция имеет следующий вид:

$$UCB(x) = \mu(x) + k\sigma(x), \quad (5)$$

где $\mu(x)$ – среднее значение предсказания Гауссовской модели; $\sigma(x)$ – стандартное отклонение в точке x ; k – параметр, изменяющий соотношение между стратегиями исследования и эксплуатации. Первая стратегия предполагает поиск в областях с наибольшей степени неопределенности – аналогично поиску корабля противника во время игры морской бой. Эксплуатация означает поиск решения только в той области, где Гауссовская модель предсказывает нахождение оптимального значения ЦФ.

III. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ПАРАМЕТРЫ АЛГОРИТМОВ ОПТИМИЗАЦИИ

В качестве ДРМ использовалась модель зимнего контрольного замера Ленинградского РДУ. Модель включает 137 генераторов, 1897 узлов и 2320 ветвей. Среднее время вычисления переходного процесса составляет порядка 60 секунд. В рамках исследования рассматривался режим короткого замыкания на шинах 110 кВ исследуемой станции продолжительностью 0,06 секунд, после чего осуществлялось отключение одной из линий электропередачи (ЛЭП) с последующим успешным автоматическим повторным включением (АПВ). На рассматриваемой станции установлены четыре

идентичных генератора, вследствие чего процедура оптимизации параметров ДРМ выполнялась одновременно для каждого агрегата. Схема станции представлена на рис. 1.

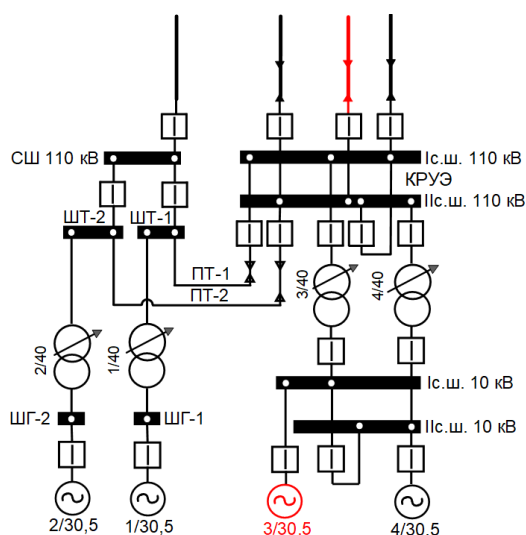


Рис. 1. Схема исследуемой станции

Рассматриваемый генератор и отключаемая в следствие возмущения линия выделены красным цветом. В качестве эталонной кривой выступает осциллограмма активной мощности генератора Г-3, полученная с регистратора аварийный событий и изображённая на рис. 2 синим цветом.

- Алгоритм Левенберга-Марквардта в среде Python был реализован с помощью функции «least squares». Дополнительными параметрами функции являются допустимые границы изменения параметров оптимизации «bounds», их масштаб «x_scale», максимально допустимое число итераций «max_nfev», начальное приближение «initial_parameters», а также критерии остановки

расчета «ftol», «xtol» и «gtol». Процесс оптимизации заканчивается, если относительное изменение ЦФ становится меньше «ftol», либо относительное изменение вектора параметров оптимизации – чем «xtol», либо относительное изменение нормы градиента – чем «gtol». Для увеличения скорости расчета «ftol», «xtol» и «gtol» были увеличены с 10^{-10} (значение по умолчанию) до 10^{-3} .

- Алгоритм Байеса в исследовании реализован с использованием метода `gr_minimize`. В качестве целевой функции задано среднеквадратичное отклонение между эталонными данными и расчётными. Общее число вычислений установлено равным 50, из которых 25 представляют собой начальные точки, сгенерированные методом латинского гиперкуба. Для выбора последующих точек применена функция приобретения `gr_hedge`, которая адаптивно комбинирует несколько стратегий (в частности, Expected Improvement, Probability of Improvement и Lower Confidence Bound). Для обеспечения воспроизводимости результатов задан параметр `random_state=42`.

- Первым этапом реализованного кода на языке Python является импорт эталонных данных и расчёт ЭМПП с исходными параметрами, после чего производится интерполяция массивов для их сопоставления. Далее запускается один из двух алгоритмов оптимизации.

- Набор параметров для оптимизации представлен в таблице I.

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ

Результаты работы АБ, приведён в таблице II, а также на рис. 2.

Таблица I. НАБОР ПАРАМЕТРОВ ДРМ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ

Таблица в RastrWin3	Название параметра	Параметр	Минимальное значение	Максимальное значение
Генераторы (ИД)	Реактивное сопротивление рассеивания, о.е.	Xs	0,0104	0,156
Генераторы (ИД)	Сверхпереходная постоянная времени по продольной оси при разомкнутой обмотке статора, с	Td0''	0,01	0,3
Генераторы (ИД)	Сверхпереходная постоянная времени по продольной оси при разомкнутой обмотке статора, с	Tq0''	0,01	0,3
Возбудитель (ИД)	Постоянная времени возбудителя, с	T_возб	0,01	0,3
Форсировка (ИД)	Задержка времени возбудителя при расфорсировке, с	Tз_снятия	0	0,2
Форсировка (ИД)	Постоянная времени возбудителя при форсировке, с	T_ф	0,01	1,5
АРВ (ИД)	Коэффициент регулирования по отклонению напряжения, е.в.н./е.в.с.	Ku	0	25
АРВ (ИД)	Коэффициент регулирования по производной напряжения, е.в.н./е.в.с./с	K'u	0	5
АРВ (ИД)	Коэффициент регулирования по отклонению частоты, е.в.н./Гц	Kf	0	6
АРВ (ИД)	Коэффициент регулирования по производной частоты, е.в.н./Гц/с	K'f	0	2,5

Таблица II. РЕЗУЛЬТАТ РАБОТЫ АЛГОРИТМОВ ОПТИМИЗАЦИИ ПАРАМЕТРОВ ДРМ

	Xs	Td0''	Tq0''	T_возб	Tз_снятия	T_ф	Ku	K'u	Kf	K'f
Было	0,05	0,2	0,5	0,01	0	1	10	0	0	0
Стало	0,109714	0,01	0,01	0,01	0,121938	1,5	8,19681	5	0	0,75946

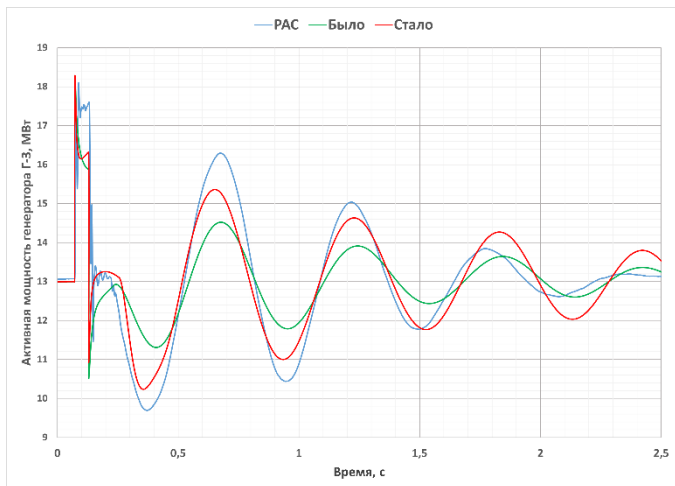


Рис. 2. График активной мощности генератора после реализации АБ

Как видно из рисунка 2, процесс явно можно разделить на два этапа - начальные броски (сильно нелинейные) и электромеханические качания (практически линейные). При анализе ЭМПП, полученного после оптимизации, можно сделать вывод, что выбранный набор параметров позволил сместить расчётную кривую в сторону осциллограммы РАС на первом этапе переходного процесса в то время, как возросшая амплитуда колебаний, привела к ухудшению на втором. При анализе изменения значений параметров в таблице II, можно заметить, что большая часть параметров по итогам оптимизации приняла граничные значения. Это можно связать с относительно небольшой выборкой, взятой в рамках оптимизации, а также влиянием целого ряда других факторов (отсутствием моделирования в ПК Rustab электромагнитных переходных процессов, выбранное соотношение активного и индуктивного сопротивления при задании шунта короткого замыкания, неточности в уже заданных параметрах модели и т.д.).

Общее время оптимизации составило 3390 секунд (56,5 минут), оптимальный набор параметров был найден на 37 итерации.

На рисунках 3 и 4 представлены примеры графиков изменения X_s и $T_{\text{возб}}$ в ходе оптимизации.

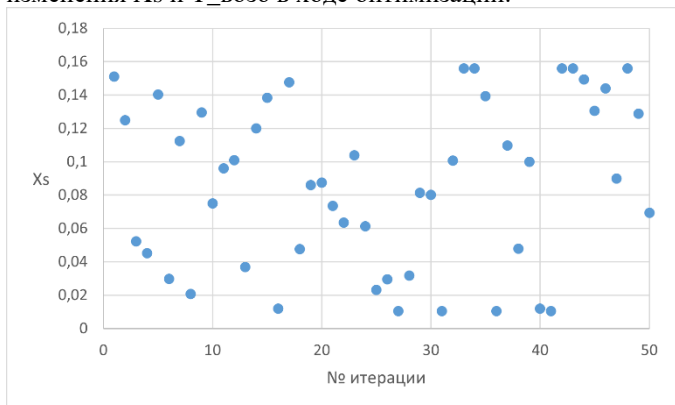


Рис. 3. Изменение X_s при оптимизации с помощью АБ

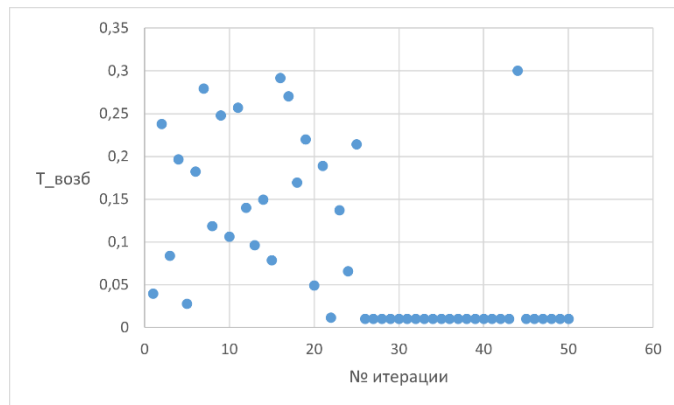


Рис. 4. Изменение $T_{\text{возб}}$ при оптимизации с помощью АБ

При анализе графиков изменений отдельных параметров, можно сделать вывод о том, что некоторые параметры вносят весьма характерный вклад при оптимизации (например, $T_{\text{возб}}$). Для них быстро находится оптимальное значение и остаётся практически неизменным на протяжении всей работы программы, в то время как другие параметры (например, X_s), оказывают на кривую весьма сильное влияние, отслеживаемое на протяжении всего ЭМПП, и алгоритму оптимизации приходится балансировать между значениями для изменения вида того или иного участка кривой.

Верификация с помощью АЛМ заняло слишком длительное время, порядка 53 часов, в ходе которых было рассчитано более 200 переходных процессов, подобное связано с тем, что данный метод работает на базе вычисления частных производных по всему набору параметров, в следствие, чего на каждой итерации АЛМ выполняет расчёт порядка 15-20 ЭМПП. Из чего можно сделать вывод, что на данном этапе реализации программы, данный метод не пригоден для промышленной эксплуатации.

Таким образом, наиболее перспективным для практического применения в задаче верификации ДРМ в ПК Rustab является использование АБ который позволяет балансировать между временем оптимизации и точностью полученных результатов.

Список литературы

- [1] Приложение к письму Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада. Основные требования к содержанию отчетов о верификации ДРМ Филиала АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ. 05.03.2021 - 4 с.
- [2] Смирнов А.Н. Отчет об оказании услуг. Разработка методики верификации расчетных моделей для проведения расчетов установившихся режимов и динамической устойчивости. Книга 1. Методика верификации расчетных моделей для проведения расчетов установившихся режимов и динамической устойчивости / А.Н. Смирнов, Е.Б. Шескин и др. // АО «НТЦ ЕЭС». Санкт Петербург, 2023 – 37 с.
- [3] Н. Р. Gavin The Levenberg-Marquardt algorithm for nonlinear least squares curve-fitting problems // Department of Civil and Environmental Engineering, Duke University. May 5, 2024 – 23 p.
- [4] GeeksForGeeks - Bayesian Optimization in Machine Learning – URL: <https://www.geeksforgeeks.org/artificial-intelligence/bayesian-optimization-in-machine-learning/> (дата обращения: 22.07.2025)

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ДЛЯ РАСЧЕТА НЕОБХОДИМЫХ ОБЪЕМОВ ГРАФИКОВ ВРЕМЕННЫХ ОТКЛЮЧЕНИЙ ПРИ УГРОЗЕ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙНЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

Чуганов А.В.

Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ

Пятигорск, Россия

e-mail: artem.chuganov@mail.ru

Аннотация

Состояние вопроса: Прохождение периодов максимумов нагрузки сопряжено с рисками перегрузки критически важных сетевых элементов, так в условиях аварийной ситуации оперативность принятия решений и точность выдаваемых команд диспетчером диспетчерского центра являются определяющими факторами успешного устранения аварии.

Материалы и методы: Разработан алгоритм, позволяющий в реальном времени рассчитать необходимый объем графиков временных отключений (ГВО) для ликвидации перегрузки сетевого элемента/сечения с учетом районов ввода ГВО, доступным объемом ГВО в этих районах, коэффициентами влияния этих мероприятий на разгрузку сетевого элемента и (или) сечения.

Результаты: Разработан «Калькулятор ГВО», с помощью которого в реальном времени можно оценить необходимый объем ГВО для предотвращения перегрузки выбранного сечения.

Выводы: Внедрение алгоритма и программно-аппаратный комплекс (ПАК) «Калькулятор ГВО» позволяет перейти от субъективных оценок к точному, обоснованному расчету объемов временных отключений, повышение оперативности и качества принятия решений диспетчерским персоналом в аварийных ситуациях.

Ключевые слова: ГВО, контролируемое сечение, перегрузка, алгоритм, диспетчерское управление, прогнозирование нагрузки, надежность энергосистемы.

DEVELOPMENT OF AN ALGORITHM FOR CALCULATION OF THE REQUIRED VOLUMES OF TEMPORARY OUTAGE SCHEDULES IN THE EVENT OF EMERGENCY ELECTRIC POWER CONDITIONS

Artem Chuganov

Branch of JSC «SO UPS», North Caucasus RDC

Pyatigorsk, Russia

e-mail: artem.chuganov@mail.ru

Abstract

Background: Managing periods of peak load is associated with the risks of overloading critical grid elements. Under emergency conditions, the dispatcher's decision-making speed and the accuracy of their commands are the determining factors for successfully resolving the incident.

Materials and Methods: An algorithm has been developed to calculate in real time the required volume of Load Shedding Schedules (LSS) to eliminate the overload of a grid element or cross-section. The calculation takes into account the areas available for load shedding, the available load-shedding capacity in these areas, and the effectiveness coefficients of these measures in relieving the specific grid element or cross-section.

Results: A "LSS Calculator" has been developed, which can be used to determine in real time the required volume of load shedding needed to prevent overloading of a selected network cross-section.

Conclusions: The implementation of the algorithm and the "LSS Calculator" software/hardware system enables a shift from subjective assessments to precise, justified calculation of load-shedding volumes. This enhances the speed and quality of decision-making by dispatch personnel in emergency situations.

Key words: LSS, controlled cross-section, overload, algorithm, dispatching, load forecasting, power system reliability.

I. ВВЕДЕНИЕ

В современных условиях функционирования электроэнергетических систем в периоды максимума нагрузки одной из возможных задач для диспетчерского персонала является оперативное устранение перегрузок сетевых элементов в контролируемых сечениях диспетчерского центра. Такие ситуации, часто обусловленные экстремальными погодными явлениями, аварийными отключениями генерирующего оборудования и ростом энергопотребления, требуют от диспетчера быстрого анализа режимной обстановки и принятия точных решений в условиях дефицита времени.

В данной работе был разработан прототип для КС «Победа», в дальнейшей перспективе планируется внедрить в функционал «Калькулятора ГВО» большее количество контролируемых сечений (далее - КС).

Диспетчерские наименования реальных объектов электроэнергетики и названия реальных энергосистем были переименованы.

II. АНАЛИЗ ЛЕТНЕГО ПЕРИОДА МАКСИМОВ НАГРУЗКИ

Анализируя период экстремально-высоких температур (ПЭВТ) 2024 года отдельного внимания заслуживает проблема с КС "Победа" в энергосистеме «ЧАВ», критерием определения МДП которого является токовая нагрузка электросетевого оборудования в послеаварийном режиме после нормативного возмущения. Данная

проблема была вызвана высоким уровнем потребления в условиях продолжительных экстремально высоких температур наружного воздуха, а также низкой генерации из-за выведенного в аварийный ремонт генерирующего оборудования крупных электростанций «ЧАВ» и отсутствием возможности перехода энергосистемы на работу в вынужденном режиме, в соответствии с [1].

Для оценки эффективности введенных объемов ГВО, была создана расчетная модель существующей энергосистемы в ПК «RastrWin3», учитывающей актуальную топологию сети, параметры генерирующего оборудования и контролируемых сечений.

В качестве аварийных событий были смоделированы реальные отключения генерирующего оборудования на ЭС соседних энергосистем в ПЭВТ 2024 (рис. 1), которые привели к перегрузке основного КС «Победа», в состав которого входят АТГ-1 на ПС 500 кВ Ростов, АТ-3 и АТ-4 на ПС 500 кВ Шаровая.

До начала аварии генерирующее оборудование энергосистемы загружены до максимума. В сложившейся режимно-балансовой ситуации в ЭС «ЧАВ», с учетом состава генерирующего оборудования, находящегося в ремонте и неблагоприятных условий (высокая температура наружного воздуха) – резервы активной мощности отсутствуют.

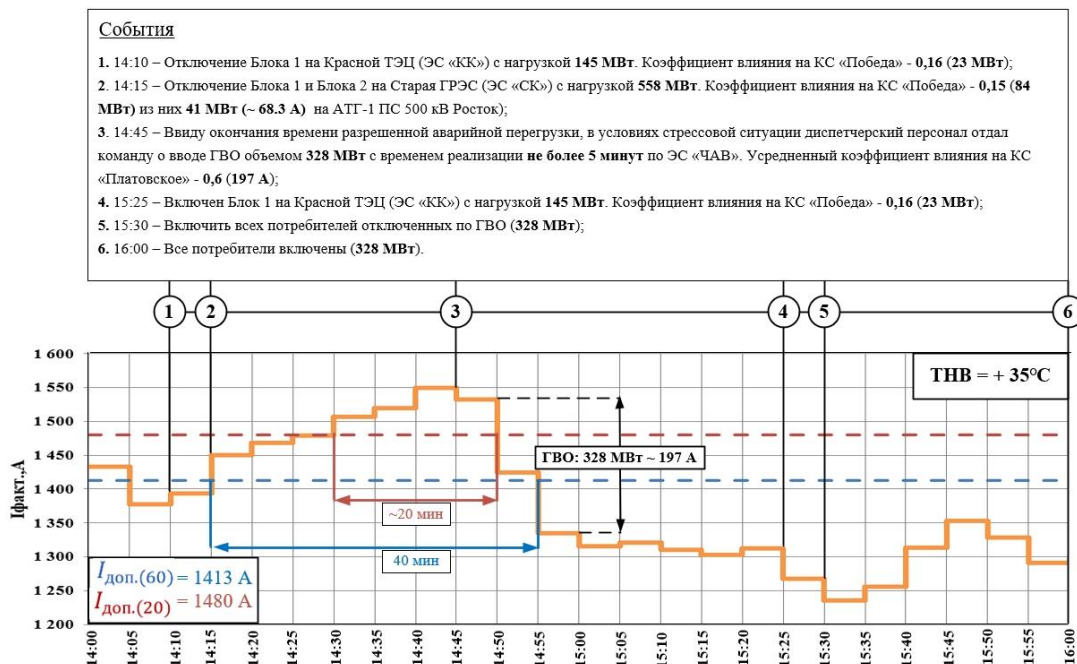


Рис.1. Хронология событий смоделированных аварийных отключений на основании токовой нагрузки АТГ-1 в КС «Победа»

На основании приведенных данных в ПК «RastrWin3» была проведена оценка имеющихся рисков (наиболее тяжелое единичное аварийное отключение сетевого оборудования), так в случае отключения АТГ-1 (3-х АОДЦТН-16700/500/220) на ПС 500 кВ Росток, для предотвращения превышения МДП в КС «Победа» необходим ввод графиков временного отключения потребителей на величину до 210 МВт на час максимума, а в случае отключения АТ-3 или АТ-4 на ПС 500 кВ Шаровая до 227 МВт.

В связи с отключением генерирующего оборудования в соседних энергосистемах, в обмотке СН АТГ-1 на ПС 500 кВ Росток в 14:15 возникает превышение аварийного перегруза с коэффициентом 1,15 на 60 минут. На 14:30 зафиксировано превышение аварийного перегруза с коэффициентом 1,2 на 20 минут, в связи с ростом нагрузки.

Коэффициенты допустимой аварийной перегрузки были выбраны для АОДЦТН-16700/500/220 с сроком эксплуатации до 30 лет, согласно [2].

Ввод ГВО объемом 328 МВт был осуществлён в 14:49 и позволил разгрузить СН АТГ-1 до 1335 А, при $I_{\text{доп.}(60)} = 1413$ А, излишний объем ГВО составил 133 МВт.

В 15:25 был включён в сеть Блок 1 на Красной ЭС (ЭС «КК»), после этого в 15:30 была выдана команда на включение всех потребителей, отключенных по ГВО.

Впервые за ретроспективный период вводились ГАО, в связи с чем за ПЭВТ 2024 года суммарный объем введенных ГВО составил 1204,7 МВт. Так, на примере вышеописанного инцидента, диспетчером было принято решение на выдачу команды о вводе ГВО объемом 328 МВт со сроком реализации не более 5 минут, который являлся избыточным для снятия перегрузки с АТГ-1. Использование «Калькулятора ГВО» позволило бы

рассчитать точный необходимый объем, который, согласно моделированию, составлял 195 МВт, что минимизировало бы ущерб для потребителей.

С учетом тенденции роста нагрузки, высокой аварийности генерирующего оборудования на электростанциях в условиях высоких ТНВ, следует предположить, что ввод ГАО в «ЧАВ» в перспективе будет реализован в еще большем объеме, что требует предельно точного определения необходимого объема ГВО в кратчайшие сроки, чтобы не допустить аварийного отключения или повреждения ключевых электросетевых объектов.

III. ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ «КАЛЬКУЛЯТОР ГВО»

На основании вышеизложенного предложен прототип «Калькулятор ГВО», его общий вид с используемым функционалом представлен на рис. 2.

Перед расчетом диспетчер ДЦ должен проанализировать сложившуюся режимно-балансовую ситуацию и реализовать все возможные мероприятия, способствующие разгрузке электросетевых элементов до расчёта ГВО.

Следует отметить, что ввод ГВО является крайней мерой в условиях отсутствия резервов генерации в энергосистеме и уже всех проведенных схемно-режимных мероприятиях для разгрузки рассматриваемого КС.

В 15:32 токовая нагрузка обмотки СН АТГ-1 превышает значения аварийной перегрузки с коэффициентом 1,2 на время не более 20 минут, в 15:40 оставшееся разрешенное время составляет 12 минут.

Резервы генерирующего оборудования отсутствуют, все схемно-режимные мероприятия были выполнены,

Калькулятор ГВО

КС «Победа»
КС «Камень»
КС «Удача»
«...»
«...»
«...»

Состав сечения	Иф.А	Оставшееся время	I ₆₀ , А	ΔI ₆₀ , А	I ₂₀ , А	ΔI ₂₀ , А
▽ АТГ-1 ПС 500 кВ Росток	1525	00:20:00 k=1.2 00:12:35	1384	141	1509	16
○ Обмотка ВН АТГ-1	679	01:00:00 k=1.1 00:50:37	636	43	694	-
○ Обмотка СН АТГ-1	1525	00:20:00 k=1.2 00:12:35	1384	141	1509	16
▷ АТ-3 ПС 500 кВ Шаровая	1034	24:00:00 24:00:00	1258	-	1383	-
▷ АТ-4 ПС 500 кВ Шаровая	1034	24:00:00 24:00:00	1258	-	1383	-

14.05.25г.
15:40:21

ТНВ:
+35,7°C

Рассчитать ГВО

№	Энергорайон	K _{эф} ^н ВН(СН)	ППК	Имеющийся объем ГВО, МВт			Необходимый объем ГВО, МВт			Оставшийся объем ГВО, МВт		
				5 минут	20 минут	60 минут	5 минут	20 минут	60 минут	5 минут	20 минут	60 минут
1	Юго-Западный	0,36(0,8)	Ростовэнерго	70	130	200	70	-	-	0	50	130
2	Центральный	0,3(0,65)	Ростовское ПМЭС	122,5	210	350	122,5	-	-	0	87,5	227,5
3	Южный	0,3(0,64)	Ростовэнерго	52,5	90	150	8,4	-	-	44,1	81,6	141,6
4	Северо-восточный	0,1(0,21)	Ростовэнерго	42,3	72,6	121	-	-	-	42,3	72,6	121
5	Западный	0,1(0,21)	Ростовское ПМЭС	72,1	123,6	206	-	-	-	72,1	123,6	206
6	Юго-восточный	0,1(0,21)	Ростовэнерго	93,45	160,2	267	-	-	-	93,45	160,2	267
7	Северный	0,08(0,2)	Ростовэнерго	30,45	52,2	87	-	-	-	30,45	52,2	87
8	Восточный	0,05(0,1)	МУП ГВО	65,45	112,2	187	-	-	-	65,45	112,2	187

Рис.2. Общий вид «Калькулятор ГВО»

единственным решением по устранению аварийной перегрузки остается ввод ГВО.

Для расчета ГВО, в «Калькулятор ГВО» требуется выбрать КС, после чего откроется окно, где представлены данные о КС «Победа»: состав сечения, фактический ток в обмотках ВН и СН, оставшееся время разрешенного аварийного перегруза с указанием коэффициента, допустимые значения токовой нагрузки и отклонения от фактических значений (если отклонения с отрицательным знаком, то в таблице они не указываются).

После нажатия на кнопку «Рассчитать ГВО», откроется второе окно с энергорайонами энергосистемы, где на фактический момент времени указаны: коэффициенты эффективности (влияние изменения нагрузки на ток в обмотке ВН(СН) АТГ-1), первичные получатели команд (далее – ППК), имеющиеся объемы ГВО, с временем реализации не более 5, 20 и 60 минут, в соответствии с [3], а также оставшийся объем ГВО.

В данном проекте все значения представлены на одном экране и диспетчерскому персоналу не придется затрачивать большое количество времени на поиск необходимой информации и расчет необходимого объема ГВО.

IV. АЛГОРИТМ РАСЧЕТА НЕОБХОДИМОГО ОБЪЕМА ГВО

Все данные, указанные на рис. 2 определяются следующим образом:

1. Фактическое значение токовой нагрузки I_{ϕ} будут взяты на основе телеизмерений (далее - ТИ), которые поступают в ДЦ с объектов диспетчеризации.

2. Имеющиеся объёмы ГВО $P_{ГВО(n)}^n$ в конкретном энергорайоне будут взяты на основе ТИ, которые поступают в ДЦ с объектов диспетчеризации.

3. Значения I_{60} и I_{20} не изменяются по времени и предоставляются собственником оборудования на основании [4].

4. Коэффициент эффективности ГВО $k_{эф}^n$ в конкретном энергорайоне определяется на основании данных об отключенной нагрузке и изменения перетока активной мощности в КС, полученных в ПК «RastrWin3», расчёт производится для обмоток ВН(СН) АТГ-1 по (1):

$$k_{эф}^n = \frac{P_{n1} + P_{n2} + \dots + P_{nm}}{I_{ВН(после ГВО)} - I_{ВН(до ГВО)}}, \quad (1)$$

где

P_{mn} – величина отключенной нагрузки в энергорайоне n, в узле m;

$I_{ВН(после ГВО)}$ – токовая нагрузка обмотки ВН после отключения нагрузки в определенных узлах;

$I_{ВН(до ГВО)}$ – токовая нагрузка обмотки ВН до отключения нагрузки в определенных узлах.

5. Значение ГВО в рассматриваемой ситуации определяется в необходимых объемах, время отключение

которых не должно превышать 5 минут, ввиду невозможности своевременной реализации 20 и 60 минутных графиков. Необходимые объемы ГВО, которые можно реализовать в конкретном энергорайоне рассчитаны по (2):

$$P_{ГВО(n)}^n = \begin{cases} P_{ГВО(n)}^n, & \text{если } k_{эф}^n P_{ГВО(n)}^n \leq \\ \leq \frac{\Delta I_{60}}{k_{эф}^n} - (k_{эф}^{n-1} P_{ГВО(n-1)}^n) - \dots - (k_{эф}^{n-m} P_{ГВО(n-m)}^n), \end{cases} \quad (2)$$

где

ΔI_{60} – разница между фактическим значением токовой нагрузки и допустимым значением, превышение которого разрешено на 60 минут.

В соответствии с представленным алгоритмом, «Калькулятор ГВО» изначально рассчитывает необходимый объем в энергорайонах с наибольшим коэффициентом влияния, если данного объема не хватает, то производится расчет в энергорайонах с меньшим коэффициентом до того момента, пока значение ΔI_{60} не станет равным нулю.

В случае дальнейшего увеличения токовой нагрузки обмотки СН(ВН) АТГ-1, оставшийся объем ГВО поможет диспетчеру оценить текущую режимно-балансовую ситуацию и определить необходимый дополнительный объем вводимых ГВО.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При ежегодном росте потребления, достижении новых исторических максимумов нагрузки в ЕЭС, высокой аварийности генерирующего оборудования электросетевых объектов, «Калькулятор ГВО» позволит выбрать точный объем отключаемой нагрузки для снижения аварийной перегрузки КС, что позволит исключить излишние отключения потребителей за короткий промежуток времени.

Список литературы

- [1] Правила перехода энергосистемы на работу в вынужденном режиме и условия работы в вынужденном режиме : прил. 1 к приказу Минэнерго России от 13 февр. 2019 г. № 99. – Москва: Минэнерго России, 2019. – 31 с.
- [2] Требования к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию: утв. Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81. – Москва: Минэнерго России, 2019. – 24 с.
- [3] Правила введения ограничений режима потребления электрической энергии и использования графиков аварийных ограничений: утв. Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13 января 2020 г. № 12. – Москва: Минэнерго России, 2020. – 36 с.
- [4] Правила технологического функционирования электроэнергетических систем: утв. Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 24 марта 2023 г. № 263. - Москва: Минэнерго России, 2023. - 187 с.