


МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра Автоматизированных электроэнергетических систем
(полное название кафедры)

Утверждаю

Зав. кафедрой В.М. Левин
(инициалы, фамилия)


(подпись)
«08» 06 2018 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ
по направлению высшего образования

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки магистра)

Энергетики
(факультет)

Нестеренко Глеб Борисович
(фамилия, имя, отчество студента – автора работы)

Динамическое управление режимами Smart Grid
(полное название темы магистерской диссертации)
с использованием накопителей энергии

**Руководитель
от НГТУ**

Армеев Денис Владимирович
(фамилия, имя, отчество)

к.т.н., доцент каф. АЭЭС
(ученая степень, ученое звание)

8.6.18 
(дата, подпись)

Нормоконтроль

Консультанты по разделам:

Экономический раздел
(краткое наименование раздела)

**Автор выпускной
квалификационной работы**

Нестеренко Глеб Борисович
(фамилия, имя, отчество)

ФЭН, ЭНМ2-61
(факультет, группа)

Глеб 08.06.2018 г. Нестеренко Г.Б.
(подпись, дата, инициалы, фамилия)

Нестеренко 08.06.2018 г. Корнеева Н.А.
(подпись, дата, инициалы, фамилия)

Глеб 08.06.2018 г. Дроздова Ю.В.
(подпись, дата, инициалы, фамилия)

Новосибирск 2018

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра Автоматизированных электроэнергетических систем
(полное название кафедры)

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой Фишов Александр Георгиевич
(фамилия, имя, отчество)


(подпись, дата)

**ЗАДАНИЕ
НА МАГИСТЕРСКУЮ ДИССЕРТАЦИЮ**

студенту Нестеренко Глебу Борисовичу
(фамилия, имя, отчество)

факультета Энергетики
(полное название факультета)

Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки магистра)

Магистерская программа Электроэнергетические системы и сети
(наименование магистерской программы)

Тема Динамическое управление режимами Smart Grid
(полное название темы магистерской диссертации)

с использованием накопителей энергии

Цели работы 1. Проанализировать возможности применения систем накопления энергии

2. Произвести характеристику структуры и общих принципов работы систем накопления энергии

3. Разработать методику выбора параметров систем накопления энергии

4. Разработать математическую модель системы накопления энергии

5. Произвести расчёты с использованием математической модели по применению СНЭ для обеспечения сохранения устойчивости параллельной работы генераторов, для ограничения скорости изменения мощности нагрузки, для ограничения верхнего и нижнего значения мощности нагрузки

6. Доработать методику расчёта нормированной стоимости накопления электрической энергии (LCOS) с учётом российских реалий

Задание согласовано и принято к исполнению.

**Руководитель
от НГТУ**

Армеев Денис Владимирович
(фамилия, имя, отчество)

к.т.н., доцент каф. АЭЭС
(ученая степень, ученое звание)

16.12.16

(дата, подпись)

**Автор выпускной
квалификационной работы**

Нестеренко Глеб Борисович
(фамилия, имя, отчество)

ФЭН, ЭНМ2-61
(факультет, группа)

16.12.16

(дата, подпись)

Тема утверждена приказом НГТУ № 5439/2 от «30» сентября 2016 г.
изменена приказом НГТУ № 232/2 от «22» января 2018 г.

Диссертация сдана в ГЭК № 103.1, тема сверена с данными приказа

13.06.2018 г.

(подпись секретаря государственной экзаменационной комиссии по защите ВКР, дата)

Корнеева Надежда Анатольевна

(фамилия, имя, отчество секретаря государственной экзаменационной комиссии по защите ВКР)

Консультанты по разделам:

Экономический раздел
(краткое наименование раздела)

22.01.2018 г.
(подпись, дата, инициалы, фамилия)

АННОТАЦИЯ

Магистерская диссертация «Динамическое управление режимами Smart Grid с использованием накопителей энергии» общим объемом в 123 страницы содержит 89 рисунков, 2 таблицы, 26 наименований библиографических источников и 1 приложение.

Интенсивное развитие силовой электроники и снижение стоимости элементов накопления электроэнергии привели к появлению систем накопления энергии (СНЭ) с характеристиками, обеспечивающими экономическую целесообразность и техническую эффективность проектов по применению СНЭ. Для исследования переходных процессов в энергосистемах со СНЭ необходима математическая модель СНЭ с достаточной степенью упрощённости. Практика разработки таких моделей в отечественной энергетике отсутствует, что осложняет выбор параметров и отработку алгоритмов систем управления СНЭ.

В настоящей работе, помимо анализа возможностей применения СНЭ, описания структуры и принципов работы СНЭ, представлены методика выбора параметров СНЭ и описание разработанной модели СНЭ. С использованием разработанной модели проведены расчёты применения СНЭ для обеспечения сохранения устойчивости параллельной работы генераторов, ограничения скорости изменения мощности нагрузки, ограничения верхнего и нижнего значения нагрузки. Два последних расчёта сравнивались с результатами натурных испытаний и совпали с ними. Кроме того, доработана методика расчёта нормированной стоимости накопления электрической энергии (LCOS) с учётом российских реалий.

Вывод: расчёты и сравнения с натурными испытаниями показали, что разработанная модель СНЭ подходит для расчёта электромеханических переходных процессов в энергосистемах со СНЭ.

Ключевые слова: система накопления энергии; математическая модель; дизель-генераторная установка; автономная энергосистема; резкопеременная нагрузка; устойчивость параллельной работы синхронных генераторов.

ABSTRACT

The master's thesis «The energy storage systems application for dynamic control of Smart Grid» is 123 pages and includes 89 figures, 2 tables, 26 references and 1 appendix.

The intensive development of power electronics and decreasing of electrical energy storages cost have allowed creating energy storage systems (ESS) with characteristics that provide a technical efficiency and an economic expediency of projects with ESS implementation. The simplified mathematical model of ESS is necessary for the calculating transients in power systems with ESS. Unfortunately, there are not such ESS models in Russia yet. It complicates the sizing of ESS, ESS parameters identification, and development of control algorithms.

The dissertation presents the analysis of ESS application potential, the description of ESS structure and operating principle, the approach for ESS sizing, and the description of the designed ESS mathematical model. The following calculations have been carried out on the base of the model to approve ESS efficiency: stabilization of synchronous generators, the limitation of the active power values speed of change, the limitation of active power load maximum and minimum values. The last two calculations have been compared with experimental results that show their quite satisfactory agreement. Furthermore, the approach for the Levelized Cost of Storage (LCOS) calculation has been refined in consideration of Russia realities.

Conclusions: calculations and comparison with experimental results have shown that the designed ESS model is suitable for the calculating electromechanical transients in power systems with ESS.

Key words: energy storage system; high output batteries; mathematical model; diesel generator; autonomous power system; abruptly variable load; dynamic stability.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 ПОТЕНЦИАЛ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ.....	11
1.1 Концепция Smart Grid (ИЭС ААС).....	11
1.2 Назначение систем накопления энергии.....	13
1.3 Сценарии применения систем накопления энергии с наибольшим потенциалом	16
2 СТРУКТУРА СИСТЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ.....	26
2.1 Состав системы накопления энергии	26
2.1 Подсистемы системы накопления энергии.....	30
3 ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ.....	44
3.1 Выбор мощности системы накопления энергии.....	44
3.2 Выбор энергоёмкости системы накопления энергии	46
4 МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ	54
4.1 Общие сведения.....	54
4.2 Структура модели.....	55
4.2 Изменение детализации модели	62
5 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДЕЛИ СНЭ	72
5.1 Применение СНЭ для обеспечения сохранения устойчивости параллельной работы синхронных генераторов.....	72
5.2 Применение СНЭ для ограничения скорости изменения мощности нагрузки	84
5.3 Верификация модели на основании сравнения с результатами натурных испытаний.....	96
6 РАСЧЁТ НОРМИРОВАННОЙ СТОИМОСТИ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (<i>LCOS</i>).....	106
6.1 Общая информация о показателе <i>LCOS</i>	106

6.2 Расчёт <i>LCOS</i>	107
6.3 Анализ чувствительности	112
6.4 Заключение по расчёту <i>LCOS</i>	113
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	115
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	116
СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ.....	118
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	120
ПРИЛОЖЕНИЕ. АКТ ВНЕДРЕНИЯ.....	123

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время системы накопления энергии (СНЭ) широко применяются для решения различных задач по всему миру. В соответствии с исследованием компании Bloomberg New Energy Finance [1], к 2030 году суммарная установленная мощность накопителей электроэнергии в мире составит 125 ГВт. В последнее десятилетие интенсивное развитие технологий преобразования энергии и снижение стоимости аккумуляторных батарей привели к созданию СНЭ с такими характеристиками (мощность энергоёмкость, КПД и быстродействие), которые уже сейчас позволяют реализовывать проекты, эффективные с технической точки зрения и целесообразные – с экономической, в Единой энергетической системе России и, особенно, в автономных энергосистемах. В 2017 году Министерством энергетики РФ утверждена Концепция развития рынка систем хранения электроэнергии в Российской Федерации. Кроме того, конкретные задачи по внедрению систем накопления энергии в энергетический комплекс страны обозначены в дорожной карте «Энерджинет», являющейся частью долгосрочной комплексной программы Национальной технологической инициативы.

Для расчётов режимов и переходных процессов в энергосистемах со СНЭ необходимы соответствующие математические модели. На сегодняшний день в отечественной электроэнергетике имеет место практика разработки высокодетализированных математических моделей СНЭ в таких программных комплексах, как MATLAB и PSIM. Однако избыточно детальное моделирование устройств силовой электроники и элементов накопления энергии (аккумуляторных батарей, суперконденсаторов) делает модели СНЭ требовательными к вычислительным ресурсам и малопригодными для расчёта в составе энергосистем с большим количеством узлов, а также для расчёта длительных электромеханических переходных процессов. Кроме того, для использования детализированной модели СНЭ необходима информация о

множестве параметров компонентов СНЭ, что усложняет процесс подготовки модели к расчёту специалистами проектных организаций и является одним из сдерживающих факторов применения подобных моделей. Рациональным подходом к разработке моделей СНЭ для практического применения является создание моделей с определённой степенью упрощения, достаточных для проведения расчётов установившихся режимов и электромеханических переходных процессов.

Цель работы: разработать и апробировать математическую модель системы накопления энергии (СНЭ), подходящую для анализа электромеханических переходных процессов в энергосистемах со СНЭ.

Для достижения поставленной цели решаются следующие задачи:

- Разработать составную модель СНЭ для расчёта электромеханических процессов;
- Разработать фреймы (модели) составляющих частей составной модели СНЭ;
- Обеспечить возможность адаптации модели СНЭ для расчёта электромагнитных переходных процессов;
- Рассчитать с использованием модели применение СНЭ для обеспечения сохранения устойчивости параллельной работы генераторов при потере связи системой, при трёхфазном КЗ, при несимметричных КЗ.
- Рассчитать с использованием модели применение СНЭ для ограничения скорости изменения мощности нагрузки в автономной энергосистеме с графиком нагрузки, полученным по результатам измерений на объекте.
- Верифицировать модель путём сравнения расчётов с натурными испытаниями СНЭ, реализующей функцию ограничения скорости изменения мощности нагрузки, функцию ограничения верхнего и нижнего предела мощности нагрузки.

В качестве программно-вычислительного комплекса для разработки модели СНЭ и дальнейших расчётов переходных процессов в энергосистемах со СНЭ выбрана комплексная система расчёта и планирования электрических режимов DIgSILENT PowerFactory, позволяющая рассчитывать установившиеся режимы, электромеханические переходные процессы (по действующим значениям), электромагнитные переходные процессы (по мгновенным значениям), а также предоставляющая пользователю широкий функционал по разработке моделей с использованием графических и скриптовых методов моделирования.

1 ПОТЕНЦИАЛ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ

1.1 Концепция Smart Grid (ИЭС ААС)

Термин Smart Grid («умная», интеллектуальная сеть) введён в 2003 году в публикации Michael T. Burr «Reliability demands drive automation investments» («Спрос надёжности будет управлять инвестициями») [2], однако к единой трактовке понятия в мировой практике до сих пор не пришли. Для определения Smart Grid используются определённые атрибуты (признаки), представление о которых различно в разных макрорегионах [3].

Признаки Smart Grid, выделяемые энергетикам США

- Самовосстановление после сбоев подачи электроэнергии;
- Активное участие потребителей в работе энергосистемы;
- Устойчивость к физическому и информационному вмешательству злоумышленников;
- Обеспечение «идеального» качества электроэнергии;
- Синхронная работа генерации и систем накопления энергии;
- Создание новых высокотехнологичных рынков и услуг;
- Повышение эффективности функционирования энергосистемы в целом.

Признаки Smart Grid, выделяемые энергетикам Евросоюза

- Гибкость («подстройка» сети под нужды потребителей);
- Доступность (доступность сети для новых подключений, в т.ч. генерирующих установок потребителей);
- Надёжность (гарантия защищённости; обеспечение качества электроэнергии в соответствии с требованиями цифрового века);
- Экономичность (благодаря инновационным технологиям в построении сети, управлении и регулировании);

- Безопасность (отсутствие опасности для людей и окружающей среды).

Признаки Smart Grid, выделяемые энергетикам России

- Наличие элементов и механизмов, позволяющих изменять топологические параметры сети в реальном времени;
- Возможность взаимодействия со смежными энергосистемами в реальном времени;
- Наличие системы датчиков для измерения текущих режимных параметров;
- Наличие программно-аппаратной системы сбора и обработки данных для оценки состояния сети;
- Наличие средств управления активными элементами сети, в т.ч. электроустановками потребителей;
- Наличие средств автоматизированной оценки текущей ситуации в сети и построения прогнозов её развития;
- Высокая скорость информационного обмена и управления.

Наиболее полно идеологию концепции Smart Grid отражает определение, сформулированное IEEE: Smart Grid – концепция интегрированной, саморегулирующейся, самовосстанавливающейся электроэнергетической системы, которая имеет сетевую топологию, включает в себя генерирующие источники, сети (магистральные и распределительные) и все виды потребителей электроэнергии, управляемые в режиме реального времени общей сетью информационно-управляющих устройств и систем [4].

В качестве отечественного варианта концепции Smart Grid по инициативе ОАО «ФСК ЕЭС» в 2010 г. начата разработка концепции построения интеллектуальных энергетических систем с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС).

Интеллектуальная электроэнергетическая система с активно-адаптивной сетью – электроэнергетическая система нового поколения, основанная на

мультиагентном принципе организации и управления функционированием и развитием, обеспечивающая эффективное использование всех ресурсов (человеческих, социально-производственных, природных) для эффективного, качественного, надёжного электроснабжения потребителей за счёт гибкого взаимодействия всех субъектов системы (генерации, электрических сетей, потребителей) при помощи современных технологических средств и единой иерархической системы интеллектуального управления.

Основой ИЭС ААС выступает использование следующих прорывных и улучшающих технологий [5]:

- Кабели, трансформаторы, ограничители токов КЗ, использующие сверхпроводимость;
- Системы накопления электроэнергии;
- Токоограничивающие устройства;
- Цифровые подстанции;
- Технологии управляемой электропередачи (СТК, СТАТКОМ, УПК, УШР);
- Вставки постоянного тока и передача постоянного тока (ВПТ и ППТ);
- Взрывозащита маслonaполненного оборудования;
- Мониторинг и диагностика электрических сетей.

Таким образом, системы накопления энергии (СНЭ) являются важным элементом построения интеллектуальных электроэнергетических систем. Ниже рассмотрены функции СНЭ, большая часть которых может быть с успехом реализована и в энергосистемах традиционной концепции.

1.2 Назначение систем накопления энергии

Система накопления энергии предназначена для накопления, хранения электрической энергии и отдачи её в сеть или нагрузку с целью поддержания

функционирования энергосистемы, повышения эффективности её работы и обеспечения требуемого качества электрической энергии.

Возможности СНЭ позволяют решать ряд задач, характерных как для объектов, подключенных к единой энергосистеме, так и для объектов в автономных энергосистемах [6].

Использование СНЭ позволяет:

- повысить рабочую производительность;
- повысить надёжность энергосистемы;
- повысить эффективность использования возобновляемых источников энергии;
- обеспечить регулирование баланса генерации и потребления;
- снизить требуемую мощность подключения к сети;
- понизить потери;
- обеспечить доступность энергии в случае прерывания питания от первичных источников;
- повысить ресурс генераторных агрегатов за счет эксплуатации их в оптимальном режиме;
- обеспечить необходимые показатели качества электроэнергии.

Функции, выполняемые СНЭ, подразделяются на 3 класса [6]:

- Класс А. Функции, подразумевающие кратковременное использование СНЭ, при котором установка потребляет/выдаёт необходимую энергию в течение кратковременного рабочего цикла (рабочий цикл СНЭ длится меньше 1 часа);
- Класс В. Функции, подразумевающие длительное использование СНЭ, при котором установка потребляет/выдаёт необходимую энергию в течение продолжительного рабочего цикла (рабочий цикл СНЭ длится более 1 часа);

- Класс С. Функции резервного источника электропитания в аварийном режиме, когда основной источник электропитания недоступен.

В соответствии с приведённой классификацией функций СНЭ на классы подразделяются и задачи, решаемые с помощью систем накопления энергии [6].

Задачи класса А

- А1. Регулирование частоты в энергосистеме (при мощности СНЭ, сопоставимой с мощностью энергосистемы).
- А2. Регулирование напряжения (в том числе предотвращение лавины напряжения).
- А3. Компенсация краткосрочных пиков и провалов мощности (например, при пусковых процессах двигателей).
- А4. Ограничение скорости изменения мощности нагрузки генераторов.
- А5. Компенсация реактивной мощности (в зависимости от ситуации может относиться и к задачам класса В).
- А6. Функции активного фильтра: компенсация высших гармоник тока, компенсация несимметрии фаз трёхфазной системы.

Задачи класса В

- В1. Выравнивание графика нагрузки за счёт забора энергии из сети в период малой загрузки и отдачи в течение пиков потребления.
- В2. Выравнивание графика генерации (обычно – генерации на основе возобновляемых источников энергии).
- В3. Тарифный арбитраж за счёт накопления энергии в период низкого тарифа и отдачи в период высокого тарифа.
- В4. Обеспечение оптимальной загрузки генератора за счёт потребления избыточной мощности и выдачи недостающей.

Задачи класса С

- С1. Обеспечение бесперебойного электроснабжения потребителей I категории и I категории особой группы (в том числе с отключением неприоритетных потребителей для более длительного поддержания питания приоритетных потребителей).
- С2. Обеспечение питания потребителей, чувствительных к колебаниям частоты и/или напряжения, за счёт перехода в автономный режим при выходе контролируемых параметров в сети за допустимые пределы.
- С3. Обеспечение питания потребителей на время прогрева и запуска генератора холодного резерва в аварийной ситуации.

Система накопления энергии – многофункциональное устройство. Каждая СНЭ (при соответствующей комплектации, конструкции и системе управления) способна выполнять широкий набор функций, относящихся к одному или нескольким классам, причём выдаваемые СНЭ активная и реактивная мощности могут регулироваться независимо друг от друга. Этим обусловлен синергетический эффект применения накопителей в энергосистеме [6].

1.3 Сценарии применения систем накопления энергии с наибольшим потенциалом

1.3.1 Интеграция возобновляемых источников энергии в энергосистему

В связи с непостоянным (а в некоторых случаях и труднопредсказуемым) характером изменения во времени мощности, генерируемой установками на основе возобновляемых источников энергии, их принято комбинировать с традиционной генерацией, например, дизельной электростанцией (ДЭС). ДЭС способна как обеспечить постоянный уровень генерации минимально необходимой мощности («базовый режим»), так и обеспечить дополнительную мощность в период нехватки мощности ВИЭ (рисунок 1, а).

Для такой энергосистемы характерны следующие основные недостатки:

- ДЭС принимает на себя колебания мощности нагрузки, что приводит к повышенному расходу топлива и ускоренному сокращению моторесурса;
- ДЭС, очевидно, не способна принимать мощность, поэтому нагрузка у такой системы должна быть всегда больше, чем пик генерации ВИЭ, что накладывает ограничения на применение.

Указанные факторы приводят к низкому коэффициенту использования установленной мощности ВИЭ, низким экономическим показателям использования ВИЭ, проблемам с качеством электроэнергии (особенно в небольших автономных энергосистемах) и т.д.

Применение СНЭ в такой энергосистеме позволяет возложить на неё функции согласования графиков нагрузки и генерации (рисунк 1, б). При этом ДЭС может работать в «базовом режиме» практически с постоянной мощностью, за счёт чего обеспечивается минимальный расход топлива и моторесурса. Кроме того, СНЭ может работать как источник маневренной мощности, принимая излишки генерируемой мощности во время пиков генерации, а также повышать устойчивость параллельной работы [6].

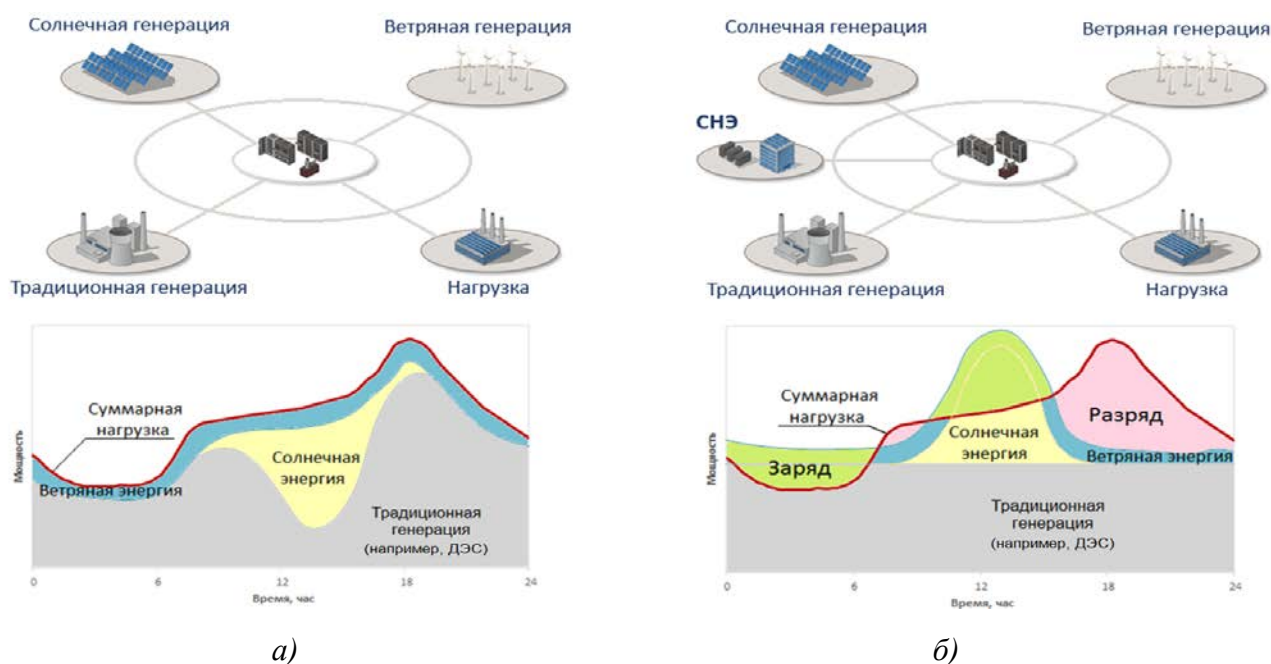


Рисунок 1 – Баланс генерации и потребления в энергосистеме с ВИЭ без СНЭ (а) и со СНЭ (б)

Таким образом, СНЭ обеспечивает эффективную интеграцию установок на основе ВИЭ в энергосистему с повышением экономических и технических показателей.

Кроме того, СНЭ может применяться и в составе энергосистем, содержащих только ВИЭ-генерацию: солнечную, ветровую и др.

Основная проблема солнечной генерации – зависимость графика генерируемой мощности от времени суток и от погодных условий. Применение СНЭ позволяет согласовать график мощности, выдаваемой в нагрузку, с фактическим графиком потребления. СНЭ заряжается в период избыточной генерации и разряжается в период дефицита генерируемой мощности (рисунк 2) [6].

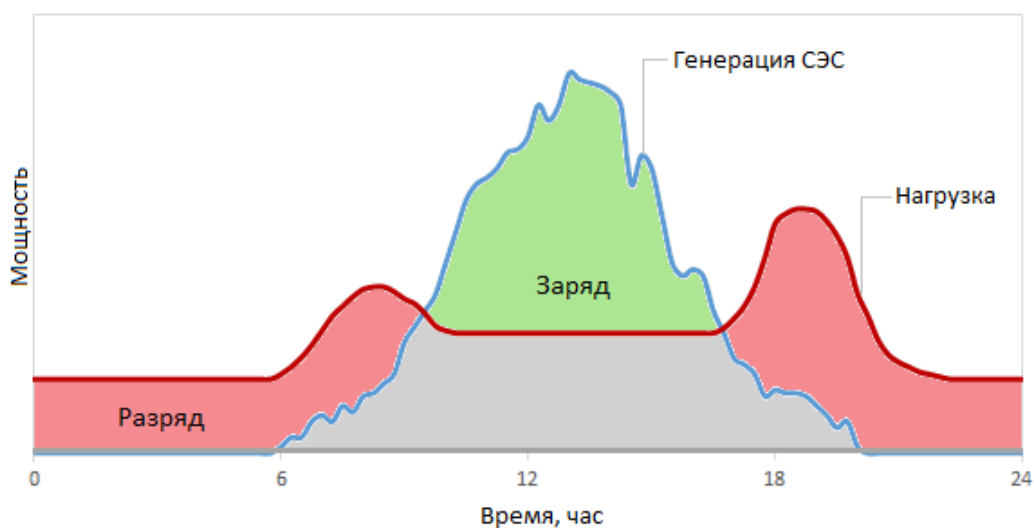


Рисунок 2 – График потребления мощности при параллельной работе СНЭ с солнечной электростанцией

Основная проблема ветрогенерации – сложнопредсказуемость графика генерируемой мощности. СНЭ позволяет согласовать график генерации с графиком потребления (рисунк 3) [6].

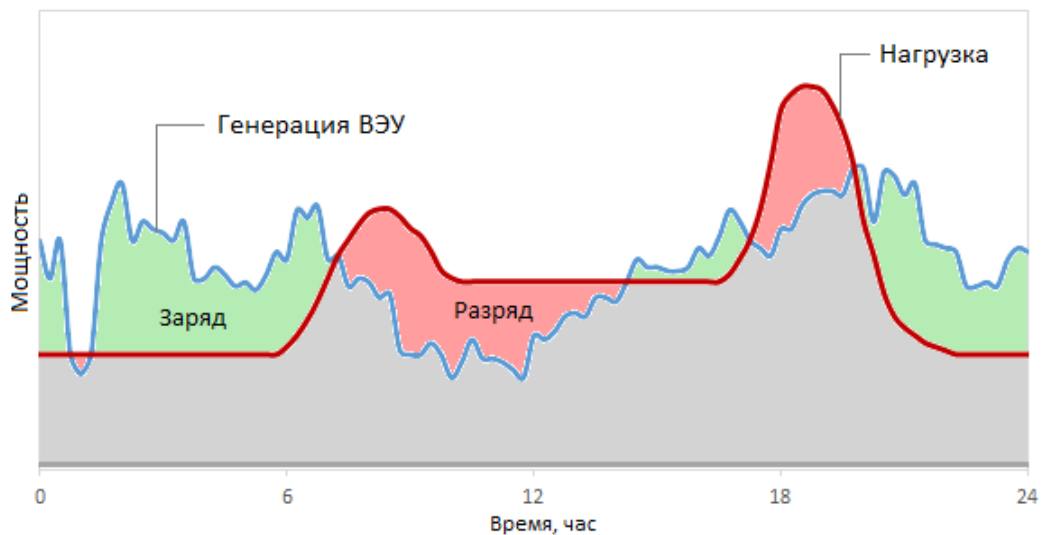


Рисунок 3 – График потребления мощности при параллельной работе СНЭ с ветровой электростанцией

1.3.2 Снижение пиковой мощности

При реализации СНЭ функции ограничения максимальной мощности (рисунок 4) задаётся уставка максимально допустимой мощности. При превышении мощностью уставки – СНЭ начинает выдавать мощность. При этом суммарная мощность фиксируется на уровне уставки. Заряд СНЭ происходит в другие периоды, заданные временным диапазоном, определёнными значениями мощности потребления или другими условиями.

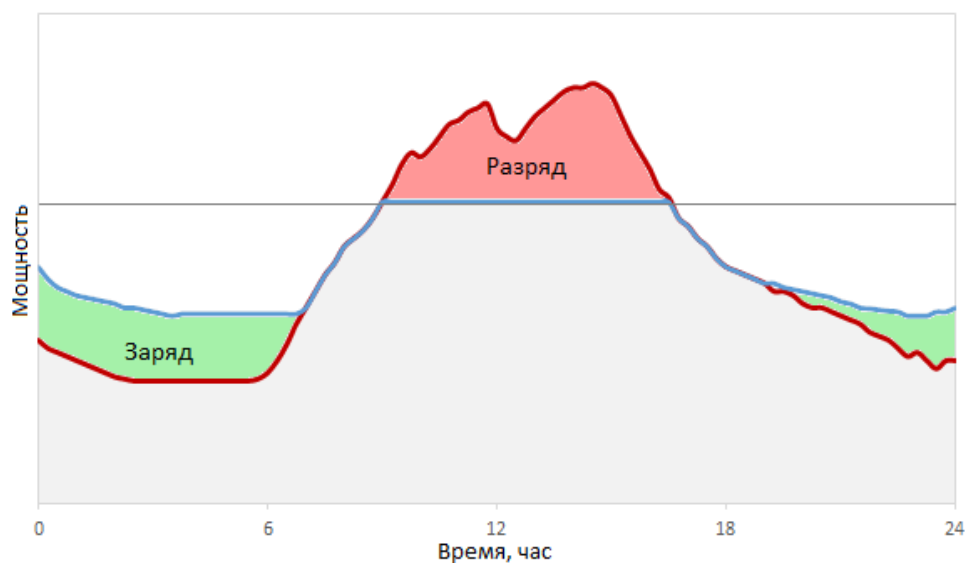


Рисунок 4 – График потребления мощности при параллельной работе со СНЭ в режиме ограничения максимальной потребляемой мощности

Снижение пиковой мощности актуально в следующих случаях [6]:

- Технологическое присоединение потребителя с большой пиковой мощностью. В случае невозможности (или высокой дороговизны) технологического присоединения из-за отсутствия на ближайших подстанциях «свободной мощности» потребитель может установить СНЭ, что значительно снизит необходимую мощность технологического присоединения.
- Ликвидация необходимости реконструкции подстанций или ЛЭП для увеличения мощности. Установка СНЭ позволяет снизить пиковую мощность перетока по ЛЭП или загрузку трансформатора на подстанции, высвободить мощность для подключения дополнительных потребителей или для других целей.
- Снижение необходимой мощности генерирующих установок в автономной энергосистеме. При проектировании автономной энергосистемы включение в проект СНЭ позволяет снизить пиковую мощность нагрузки и использовать генерирующие установки меньшей мощности.
- Снижение потерь в длинных фидерах. Большие потери в фидерах (распределительных линиях электропередачи) среднего напряжения к удалённым потребителям, как правило, обусловлены значительной величиной пиковой мощности. При использовании СНЭ «срезание» пика потребления приводит к существенному снижению потерь (рисунок 5).

И др.

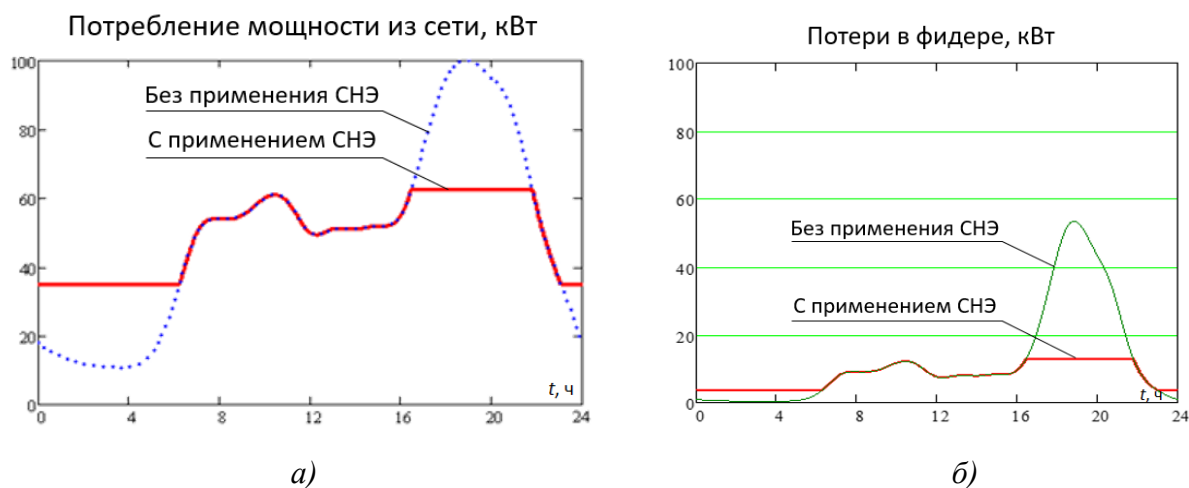


Рисунок 5 – График потребления мощности фидером (а) и график потерь мощности (б) на суточном интервале времени без СНЭ и со СНЭ

1.3.3 Ограничение скорости изменения резкопеременной нагрузки

Реакция генераторов различного типа на сбросы/набросы нагрузки – серьёзная проблема, ограничивающая возможность применения генераторов некоторых типов на промышленных объектах, характеризующихся резкопеременным характером нагрузки. Некоторые генераторы (газопоршневые, газотурбинные) не способны выдерживать сбросы и набросы выше заданных пределов в силу технологических особенностей (происходит отключение генераторов); для других типов генерации (например, дизель-генераторных установок) это сопряжено с повышенным расходом топлива и ресурса. Применение СНЭ для демпфирования фронтов нарастания/убывания мощности нагрузки даёт возможность генераторам работать в более комфортном режиме и снимает ограничение на применение любых источников генерации.

Для решения указанной проблемы СНЭ в режиме ограничения скорости изменения мощности в момент наброса или сброса нагрузки (например, включения или отключения мощного агрегата нагрузки) потребляет или выдаёт необходимое значение мощности, обеспечивая плавное изменение нагрузки на генератор (рисунок б), что, помимо прочего, предотвращает отклонения частоты [6].

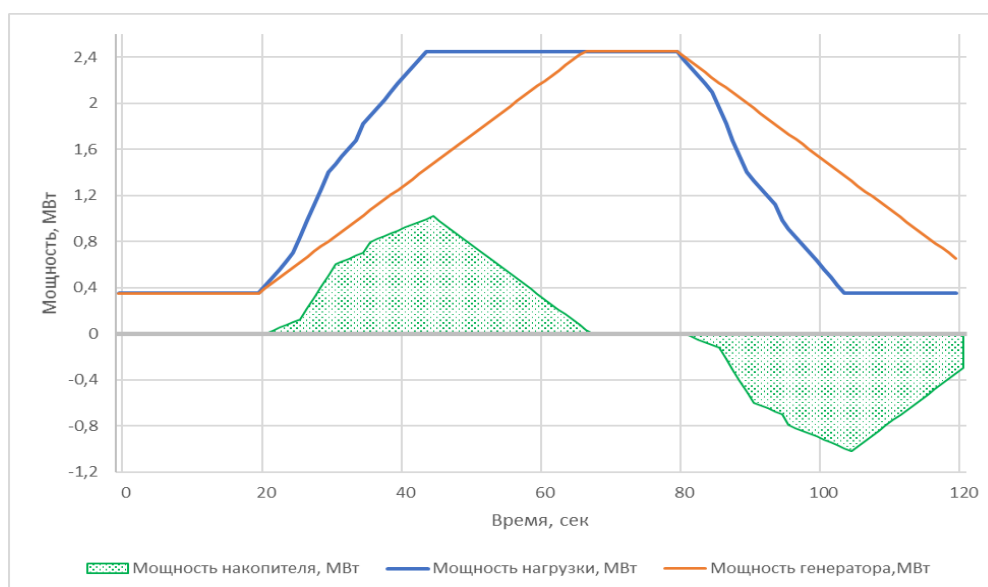


Рисунок 6 – Графики: нагрузки (верхний), генерации (средний) и СНЭ (нижний) при работе СНЭ в режиме ограничения скорости изменения мощности

1.3.4 Создание активно-адаптивных систем электроснабжения удалённых объектов

Системам электроснабжения удалённых от ЕЭС объектов, например, компрессорных станций нефтегазовой отрасли, присущи следующие негативные особенности:

- слабая связь с ЕЭС (или её отсутствие);
- высокая стоимость строительства ЛЭП и ПС;
- большие потери энергии газоперекачивающих агрегатов (КПД около 30%).

В связи с этим разработана концепция активно-адаптивных систем электроснабжения (АА СЭ). В зарубежной энергетике системы, аналогичные АА СЭ, относятся к Smart Grids. Учитывая, что в данном случае сеть является Низковольтные распределительные АА СЭ относительно небольшой мощности соответствуют Micro Smart Grids (сокращённо – MicroGrids). MicroGrids в рамках концепции Smart Grid были предложены как новый вид распределительных сетей, способных наиболее полно использовать преимущества интеграции большого количества распределённых генерирующих установок малой мощности в распределительных сетях низкого напряжения [7].

АА СЭ основаны на следующих принципах построения и функционирования сети [7]:

- интеграция разнообразных видов генерации, включая ВИЭ и установок, использующих вторичные энергоресурсы;
- автоматизированное изменение режима работы АА СЭ (работа в изолированном режиме или параллельно с сетью);
- возможно выделения отдельных частей АА СЭ на изолированную работу;
- автоматизированный выбор оптимального состава работающего оборудования и схемы сети;
- самовосстановление и самобалансировка;
- максимальное использование вторичных энергоресурсов.

Одним из ключевых элементов АА СЭ являются системы накопления энергии. На *рисунке 7* показана структурная схема АА СЭ переменного тока. СНЭ подключается к шинам 0,4 кВ.

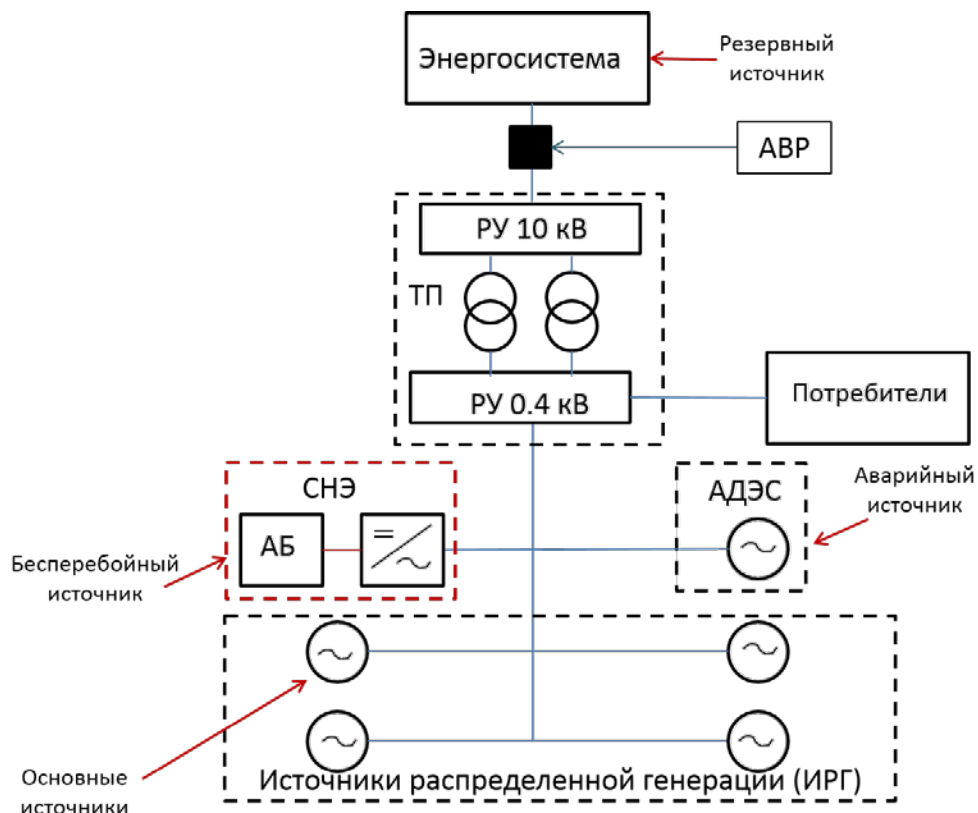


Рисунок 7 – Структурная схема АА СЭ переменного тока со СНЭ (АДЭС – аварийная дизельная электростанция)

Применения на объекте АА СЭ со СНЭ позволяет достичь следующих эффектов [7]:

- обеспечение баланса генерации и потребления;
- снижение потерь в распределительной сети;
- повышение энергоэффективности;
- снижение затрат на покупку электроэнергии;
- обеспечение энергонезависимости;
- экономия денежных средств (по сравнению со строительством дополнительных ВЛ и ПС высокого напряжения).

1.3.5 Компенсация нерегулярных колебаний мощности в энергосистемах

При планировании режимов составляются расчётные графики генерации, которые покрывают прогнозную кривую нагрузки.

Для фактической кривой характерны нерегулярные колебания мощности (рисунок 8), обусловленные несоответствием между генерацией и потреблением в текущем режиме энергосистемы и имеющие случайный характер, соответствующий нормальному закону распределения.

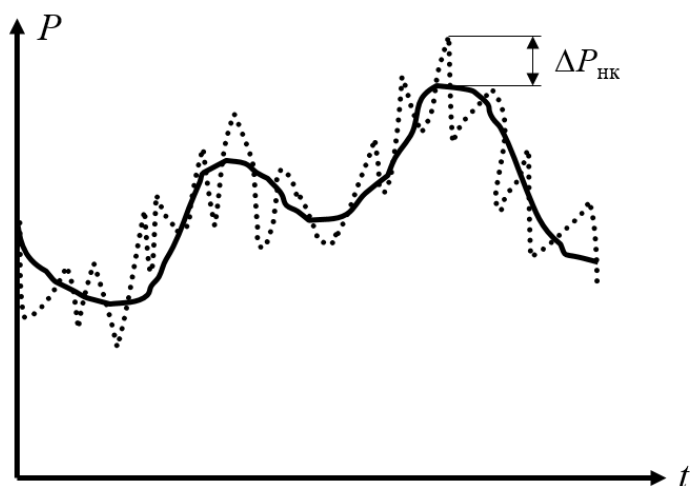


Рисунок 8 – Прогнозный график нагрузки и нерегулярные колебания активной мощности

Значение амплитудного значения активной мощности нерегулярных колебаний $\Delta P_{нк}$ для каждого сечения энергосистемы должно устанавливаться по

данным измерений. При отсутствии данных расчётное значение амплитуды колебаний $\Delta P_{\text{нк}}$, МВт, может быть определено по формуле [8]:

$$\Delta P_{\text{нк}} = K \sqrt{\frac{P_{\text{н1}} P_{\text{н2}}}{P_{\text{н1}} + P_{\text{н2}}}},$$

где:

$P_{\text{н1}}, P_{\text{н2}}$, – суммарные мощности нагрузки на каждой из сторон рассматриваемого сечения, МВт,

K – коэффициент, определяемый характером регулирования перетока мощности в сечении, $\sqrt{\text{МВт}}$. При ручном регулировании $K = 1,5 \sqrt{\text{МВт}}$, при автоматическом регулировании (ограничении) $K = 0,75 \sqrt{\text{МВт}}$.

Значение мощности нерегулярных колебаний влияет на величину запаса статической устойчивости. Согласно Методическим указаниям по устойчивости энергосистем коэффициент запаса статической устойчивости в сечении K_p рассчитывается по формуле [8]:

$$K_p = \frac{P_{\text{пр}} - (P + \Delta P_{\text{нк}})}{P_{\text{пр}}},$$

где:

$P_{\text{пр}}$ – предельный переток в рассматриваемом сечении по статической устойчивости (апериодической), МВт,

P – переток в сечении в рассматриваемом режиме, МВт.

Для компенсации мощности нерегулярных колебаний могут применяться системы накопления энергии. Это приведёт к значительному повышению запаса статической устойчивости [9].

2 СТРУКТУРА СИСТЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ

2.1 Состав системы накопления энергии

СНЭ включает в себя несколько подсистем [6]:

- основная подсистема:
 - подсистема преобразования энергии ПП,
 - подсистема накопления ПН;
- подсистема контроля и управления:
 - подсистема управления ПУ,
 - подсистема коммуникации ПСК;
- вспомогательная подсистема:
 - подсистема питания собственных нужд ППСН,
 - подсистема теплокондиционирования ПТК,
 - подсистема пожаротушения ППЖТ,
 - подсистема охранно-пожарной сигнализации ПОПС,
 - подсистема освещения ПОСВ;
- подсистема распределения и подключения:
 - основной соединительный вывод сети (для стыковки с основной точкой подключения к электроэнергетической системе ТПН),
 - основной соединительный вывод нагрузки (для стыковки с точкой присоединения потребителя ТПП),
 - вспомогательный соединительный вывод (для стыковки с вспомогательной точкой подключения к электроэнергетической системе ТПН).

В зависимости от функций СНЭ её состав и состав её подсистем, их комплектность, конструктивное исполнение могут варьироваться.

Структурная схема СНЭ в общем виде приведена на *рисунке 9*, однолинейная схема СНЭ – на *рисунке 10*.

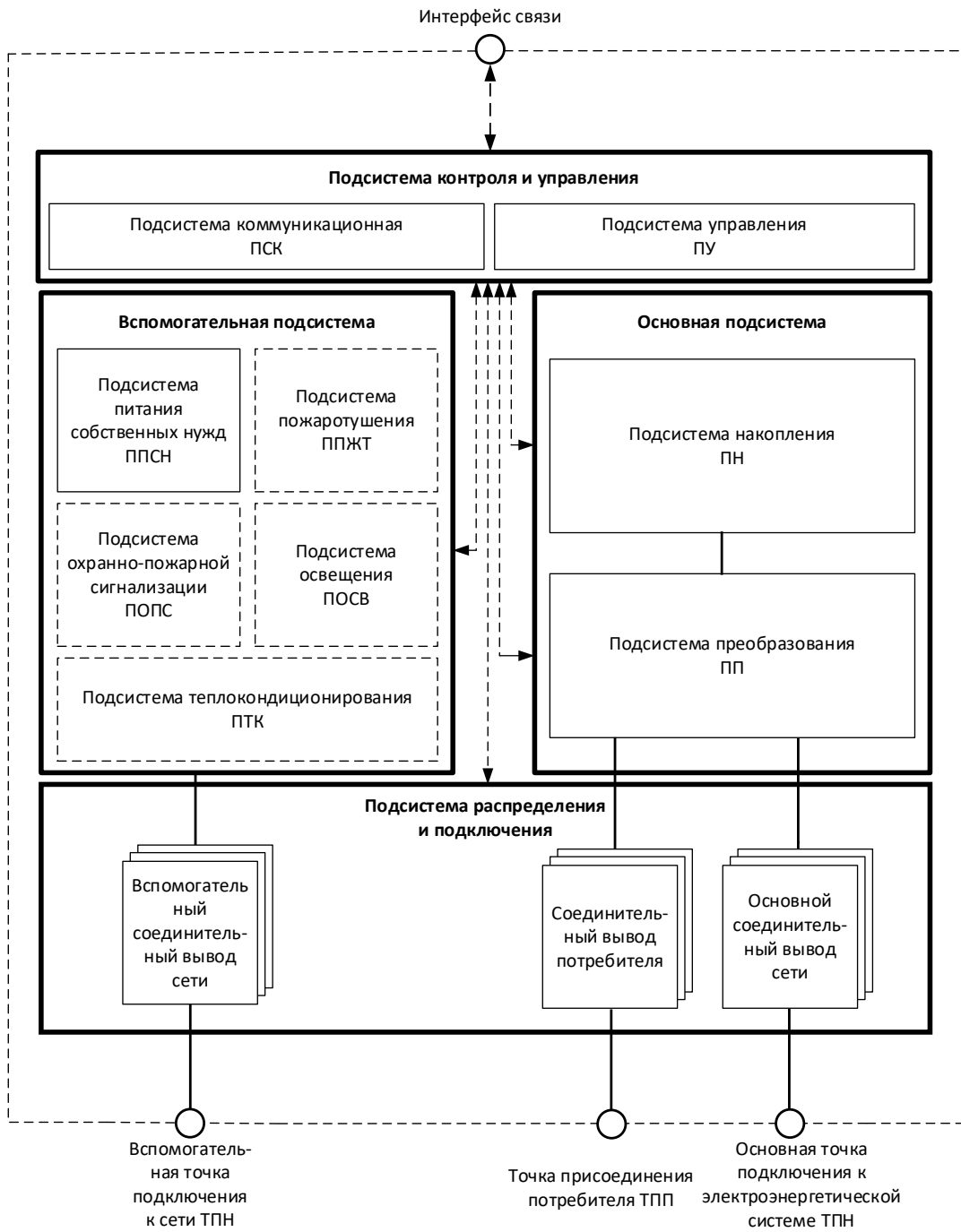


Рисунок 9 – Структурная схема СНЭ

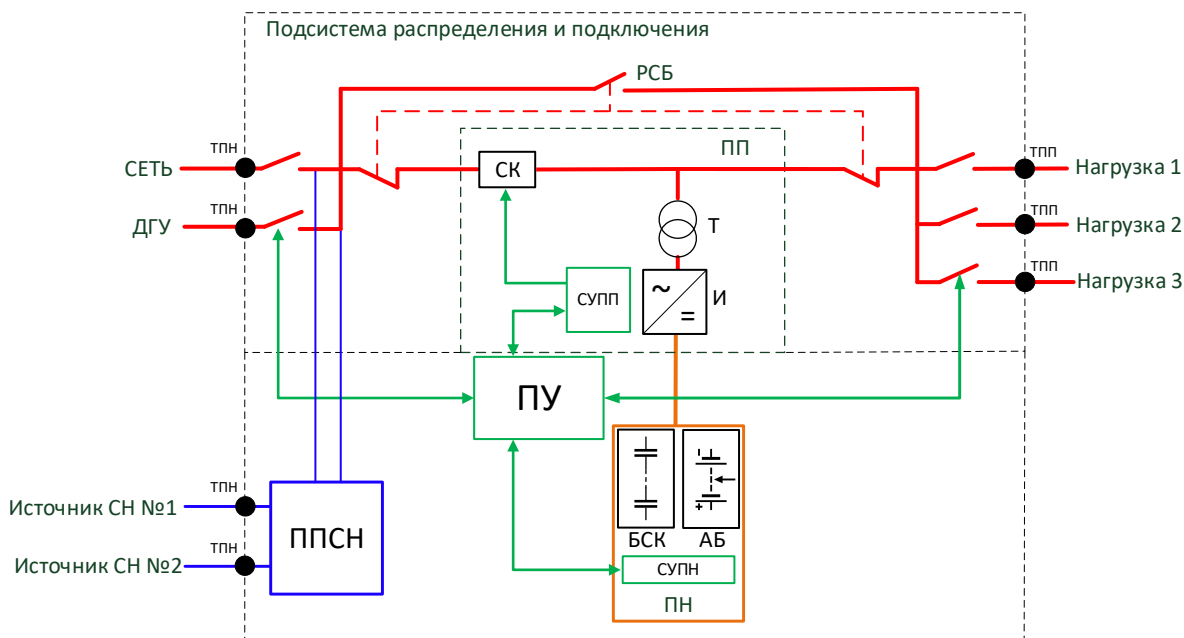


Рисунок 10 – Однолинейная схема СНЭ: красный цвет – силовые цепи АС; оранжевый – силовые цепи DC; синий – цепи собственных нужд; зелёный – вторичные цепи управления; СК – силовой ключ; РСБ – ручной сервисный байпас-рубильник; Т – трансформатор; И – инвертор; СУПП – система управления подсистемой преобразования; БСК – батарея суперконденсаторов; АБ – аккумуляторная батарея; СУПН – система управления подсистемой накопления

Вспомогательная подсистема (рисунок 9) может включать в состав инженерные подсистемы, обеспечивающие функционирование блочно-модульного здания (БМЗ): ППСН, ППЖТ, ПОСВ, ПОПС, ПТК. В случае шкафного исполнения – только подсистему питания собственных нужд.

Питание собственных нужд СНЭ может производиться от основной точки подключения через защитные автоматические выключатели, блоки питания собственных нужд и др.; либо от стороннего источника (например, системы питания собственных нужд подстанции) через вспомогательные точки подключения ТПН (рисунок 10).

Подключение нагрузки осуществляется через точки присоединения потребителя ТПП. Возможно наличие в схеме нескольких фидеров с управляемыми коммутационными аппаратами, что даёт возможность реализации алгоритма выборочного питания нагрузки в автономном режиме, когда при отсутствии напряжения сети СНЭ может отключить часть нагрузки для осуществления более длительного энергоснабжения приоритетных нагрузок. Сетевая СНЭ может не содержать точек присоединения нагрузки.

В состав СНЭ может входить ручной сервисный байпас-рубильник, позволяющий подключить сеть напрямую к нагрузке, отключая подсистему преобразования для производства сервисных и ремонтных работ.

Для реализации быстрого перехода в автономный режим при выходе параметров сети за заданные пределы в состав подсистемы преобразования может быть включён быстродействующий силовой полупроводниковый ключ.

Система управления преобразователем предназначена для управления инвертором в «быстрых» процессах в соответствии с заданными подсистемой управления СНЭ настройками. Под «быстрыми» подразумеваются процессы, связанные с анализом мгновенных значений напряжения и токов, расчётом, например, частоты напряжения, гармонического состава, принятия решения на выдачу/приём мощности и т.д. Кроме того, к «быстрым» процессам относится синхронизация генерируемой инвертором синусоиды с сетью.

Подсистема управления СНЭ отвечает за согласование работы отдельных подсистем СНЭ, сопряжение информационных потоков, задание и реализацию общих алгоритмов управления СНЭ, «медленные» процессы (управление степенью заряда элементов ПН СНЭ и т.д.).

Подсистема накопления СНЭ включает в состав элементы накопления (наиболее перспективные варианты: литий-ионные аккумуляторы и/или суперконденсаторы), систему управления, поддерживающую элементы в оптимальном состоянии и управляющую коммутирующими аппаратами для отключения ПН СНЭ при необходимости. СНЭ на основе суперконденсаторов могут применяться при необходимости кратковременной выдачи большого значения мощности. СНЭ на основе литий-ионных аккумуляторов более универсальны, и позволяют накапливать большее количество энергии. В случае, когда от СНЭ требуется выполнение нескольких функций, подразумевающих выдачу большой мощности (в некоторые моменты времени) и значительную энергоёмкость, используется СНЭ с гибридной подсистемой накопления, включающей в себя и аккумуляторы, и суперконденсаторы.

Архитектура СНЭ подразумевает высокую степень автономности подсистем, их способность диагностировать собственное состояние, пресекать опасные режимы. При этом алгоритмы ПУ СНЭ позволяют сохранять работоспособность СНЭ в целом при возникновении неисправностей отдельных подсистем (с введением ограничений) [6].

На *рисунке 11* показан пример шкафного исполнения СНЭ-НН (СНЭ, подключаемой к сети низкого напряжения – 0,4 кВ).



Рисунок 11 – СНЭ-НН 0,4 кВ шкафного исполнения

2.1 Подсистемы системы накопления энергии

2.2.1 Подсистема преобразования

Подсистема преобразования электрической энергии (ПП) имеет в своей основе силовой преобразователь с одиночным преобразованием энергии и может выполнять следующие функции:

- преобразование трехфазного напряжения переменного тока в напряжение постоянного тока – передача мощности в подсистему накопления;

- преобразование напряжения постоянного тока в напряжение переменного тока – выдачи мощности;
- поддержание элементов подсистемы накопления в оптимальном режиме;
- быстрый переход в автономный режим.

В зависимости от требуемой функциональности ПП СНЭ может иметь различное исполнение, состав [6].

Состав подсистемы преобразования

- Преобразователь с одиночным преобразованием энергии – основной элемент подсистемы преобразования. Включает в состав IGBT-транзисторы, драйверы, систему принудительного охлаждения, снабберные резисторы и др. Возможны два варианта схемы (*рисунок 12*): трёхстоечная (при размещении каскадов транзисторов в каждой из трёх фаз силовой цепи) и четырёхстоечная (при размещении каскадов транзисторов в трех фазах и нейтральном проводе).

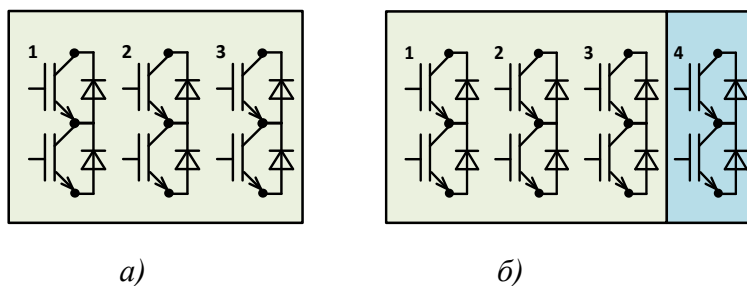


Рисунок 12 – Трёхстоечная (а) и четырёхстоечная (б) схемы преобразователя (условные обозначения)

- Система управления подсистемой преобразования (СУПП): реализует непосредственное управление транзисторами. Получает сигналы от датчиков тока и напряжения, отвечает за реализацию «быстрых» процессов управления, управление силовым полупроводниковым ключом.
- Согласующий трансформатор (*рисунок 13*): служит для согласования номинального напряжения стороны АС преобразователя и напряжения сети. Базовое исполнение – трёхфазный трансформатор

на трёхстержневом сердечнике. Однако для реализации некоторых алгоритмов (симметрирования токов, глубокой компенсации гармоник) требуется групповой трансформатор (системы из трех однофазных трансформаторов, выполненных на разных сердечниках) или пятистержневой трансформатор.

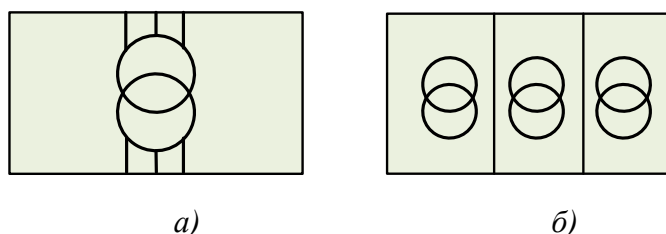


Рисунок 13 – Трёхфазный трансформатор на трёхстержневом сердечнике (а) и групповой трансформатор (б) (условные обозначения)

- Сглаживающий дроссель: обеспечивает фильтрацию высших гармоник переменного напряжения инвертора. Подключается между инвертором и силовым трансформатором. Возможны два варианта исполнения дросселя (рисунок 14): трёхфазный дроссель либо трёхфазный дроссель с добавочным однофазным дросселем в нейтральном проводе, необходимым в случае работы с четырёхстоечным преобразователем.

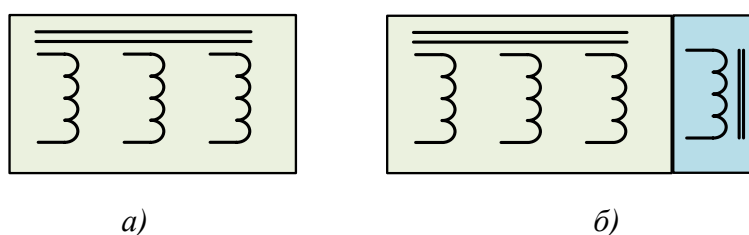


Рисунок 14 – Трёхфазный дроссель (а) и трёхфазный дроссель с добавочным однофазным дросселем (б) (условные обозначения)

- Силовой полупроводниковый ключ (СК): предназначен для быстрого (несколько миллисекунд) отключения от основной точки подключения к сети ТПН при переходе в автономный режим.

На *рисунке 15* изображены базовый и полный состав подсистемы преобразования СНЭ. Возможны промежуточные варианты в зависимости от списка реализуемых СНЭ функций.

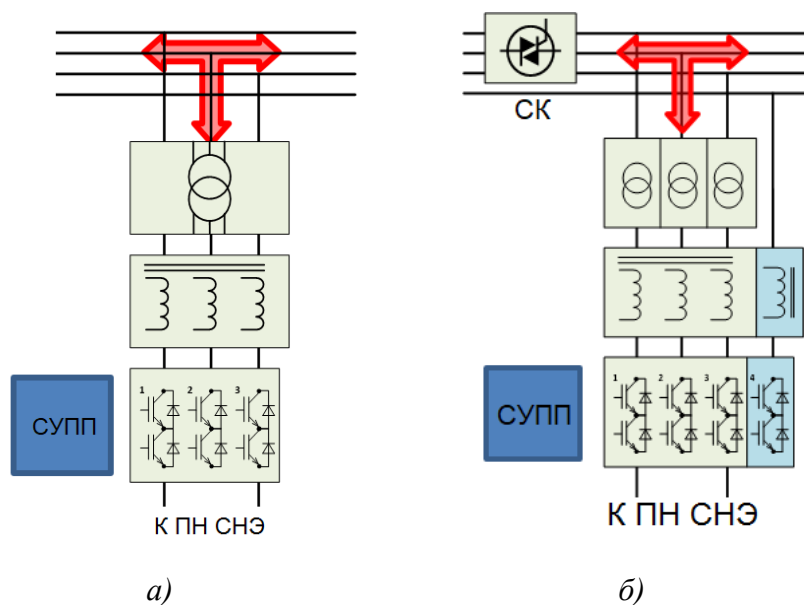


Рисунок 15 – Базовый (а) и полный (б) состав подсистемы преобразования СНЭ

На *рисунке 16* показаны основные режимы работы подсистемы преобразования СНЭ [6].

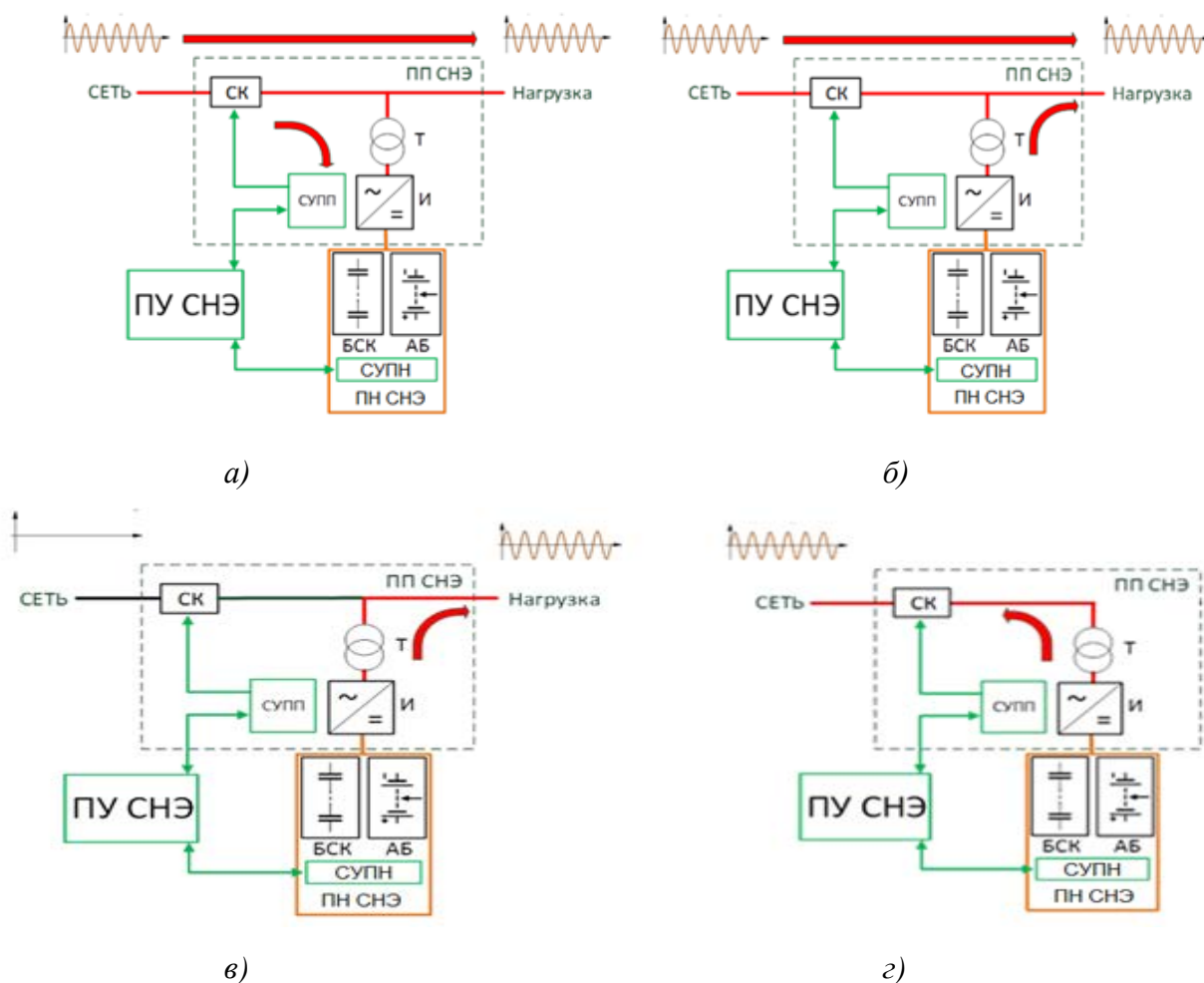


Рисунок 16 – Основные режимы работы подсистемы преобразования СНЭ: приём мощности при параллельной работе с сетью (а), выдача мощности на нагрузку при параллельной работе с сетью (б), автономный режим (в), выдача мощности в сеть (г)

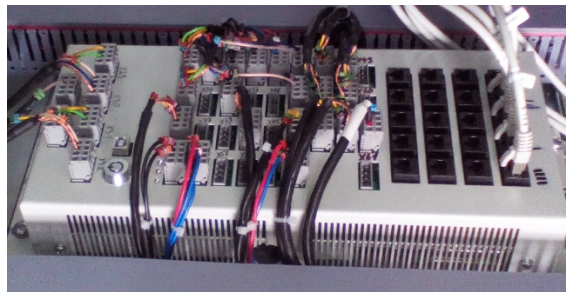
Конструкция подсистемы преобразования

Конструктивно подсистема преобразования строится по модульному принципу. Базовый элемент системы – преобразовательный модуль (рисунки 17, а). Модуль преобразовательный может быть собран по трёх- или четырёхстоечной схеме. Модули преобразовательные производства ООО «Системы постоянного тока» (ООО «СПТ») рассчитаны на номинальную мощность 50 кВА или 100 кВА.

СУПП строится из блоков управления преобразователем (рисунки 17, б). Один блок управления производства ООО «СПТ» может работать совместно с четырьмя преобразовательными модулями, что образует преобразовательную систему мощностью от 50 до 400 кВА. В подсистеме преобразования СНЭ могут работать параллельно несколько таких систем, обеспечивая необходимое значение номинальной мощности.



а)



б)

Рисунок 17 – Модуль преобразовательный (а) и блок управления преобразователем (б)

Преобразовательные модули и блоки управления преобразователем, а также иные элементы ПП и других подсистем (контроллер подсистемы управления, контакторы сети и нагрузки подсистемы распределения, элементы вспомогательной подсистемы) в зависимости от мощности и комплектации СНЭ размещаются в одном или нескольких электротехнических стеллажах или шкафах одно- или двустороннего обслуживания [6].

На рисунке 18 приведён пример размещения подсистемы преобразования СНЭ-НН 0,4 кВ.



Рисунок 18 – Многошкафная конструкция одностороннего обслуживания для двухмодульного преобразователя с групповым трансформатором 50-200 кВА

2.2.2 Подсистема управления СНЭ

Подсистема управления СНЭ (ПУ) предназначена для:

- обеспечения совместной работы всех подсистем СНЭ;
- настройки системы;
- информационного сопряжения потоков данных;
- реализации алгоритмов, связанных с особыми условиями работы, взаимодействием с системами стороннего оборудования;
- визуализации параметров системы, процессов, организации общения СНЭ с пользователем;
- обеспечения канала двустороннего информационного обмена с вышестоящими системами (АСУ, SCADA, РДУ и др.);
- ведения базы данных текущей информации, аварийных событий, изменений настроек и т.д.

В зависимости от функциональности СНЭ возможны 2 варианта конструктивного исполнения подсистемы управления: панельное и шкафное.

При панельном исполнении ПУ реализована на базе панельного контроллера с сенсорным экраном. Контроллер может размещаться на двери шкафа любой подсистемы. Такое исполнение подходит для локальных систем, если не требуется управление внешними объектами (например, ДГУ), взаимодействие с АСУ ограничено обменом данными по одному интерфейсу, нет требований по архивированию и просмотру архивной информации.

При шкафном исполнении ПУ основными элементами являются: промышленный контроллер (реализующий функции обмена данными с подсистемами, управления ими, реализации основных алгоритмов) и панельный компьютер (предоставляющий возможности визуализации, архивирования, связи с вышестоящими АСУ и мониторинга через удалённых HTTP-клиентов).

ПУ поддерживает связь с подсистемами СНЭ через дискретные входы/выходы и цифровые интерфейсы (рисунки 19). Также через интерфейс реализуется связь с системами верхнего уровня. С помощью каналов связи ПУ собирает и обрабатывает данные, формируя управляющие воздействия в виде комплекта сигналов, настроек и уставок, которые передаются в подчиненные подсистемы для реализации требуемого режима.

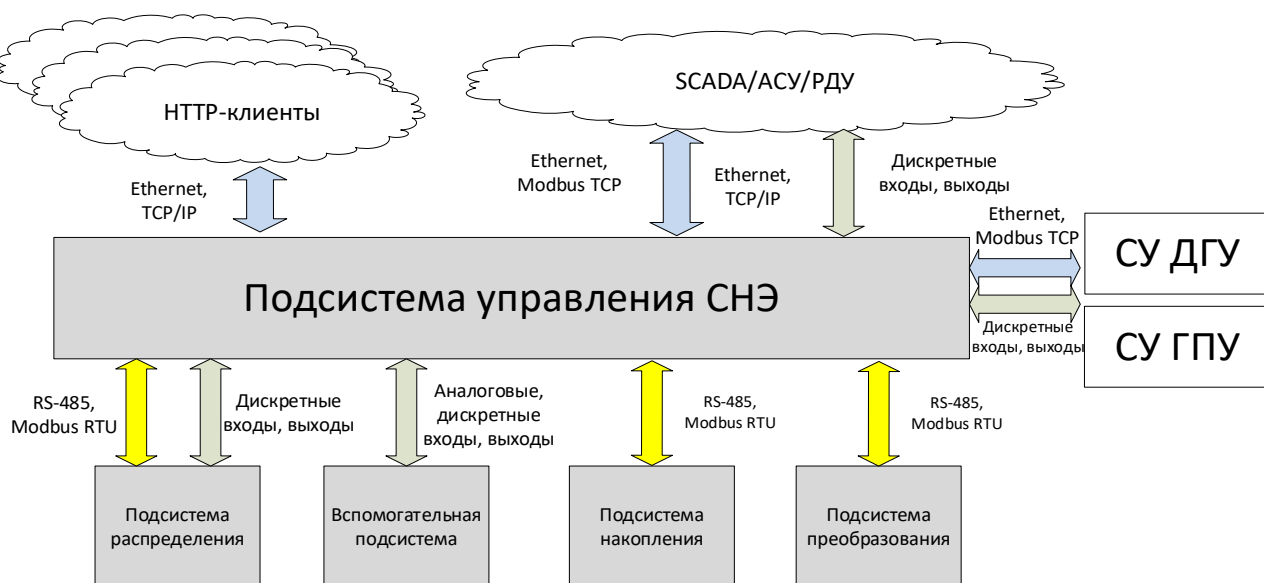


Рисунок 19 – Структурная схема связей ПУ СНЭ

ПУ включает в состав ЧМИ – человеко-машинный интерфейс в виде сенсорного экрана, предназначенный для мониторинга информации и непосредственного управления системой накопления энергии [6].

2.2.3 Подсистема накопления

Подсистема накопления СНЭ (ПН) предназначена для:

- запасаения электрической энергии;
- обеспечения безопасного функционирования элементов хранения;
- расчёта остаточной запасённой энергии и доступного заряда.

Конструкция подсистемы накопления

Возможны несколько видов конструктивных исполнений ПН:

- стеллажи одностороннего обслуживания (С1);
- стеллажи двустороннего обслуживания (С2);
- модульная стеллажная конструкция (СМ);
- модульная шкафная конструкция (ШМ).

Наибольшей простотой конструкции характеризуются исполнения С1 и С2 (*рисунок 20*): аккумуляторы стационарно размещаются, соответственно, в 1 или 2 ряда на стеллажах.



Рисунок 20 – Пример исполнения С2 подсистемы накопления

Однако в ремонтпригодности, обслуживаемости, компактности С1 и С2 уступают более сложным исполнениям СМ и ШМ. Их основным элементом является аккумуляторный модуль (*рисунок 21*), представляющий собой сборку нескольких аккумуляторов, элементов системы управления аккумуляторной батареей (СУАБ) и корпуса.

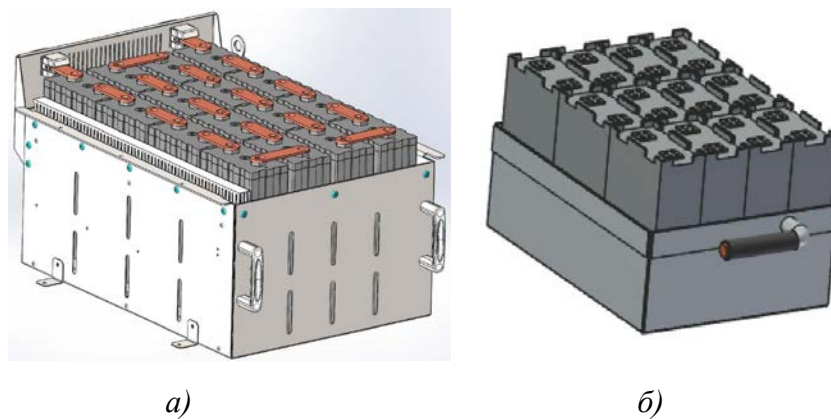


Рисунок 21 – Аккумуляторные модули для ПН модульной шкафной (а) и модульной стеллажной (б) конструкции

Шкафная модульная конструкция ПН (рисунок 22, а) представляет собой ряд шкафов одностороннего обслуживания, в которых установлены выдвижные модули на телескопических направляющих. Коммутация силовых цепей выполнена втычными контактами в задней части шкафа.

Стеллажная модульная конструкция ПН (рисунок 22, б) предназначена для установки внутри блочно-модульных зданий (БМЗ), но может применяться и в общепромышленных помещениях. По сравнению с ШМ применяются более легкие и компактные модули. В качестве механизма ввоза-вывоза вместо телескопических направляющих – полозья скольжения. Стеллажи не имеют распашных дверей, вместо них фронтальную плоскость перекрывают съемные щиты [6].

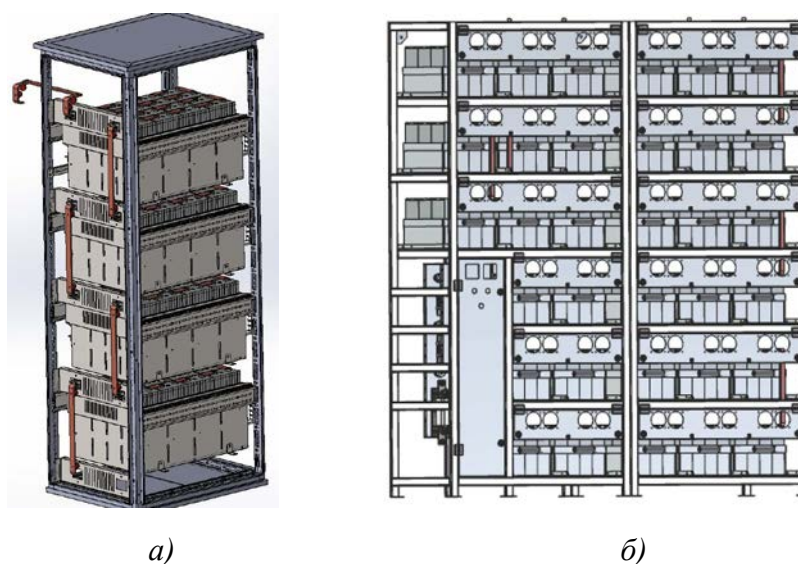


Рисунок 22 – Шкаф аккумуляторный ПН модульного шкафного исполнения (а, вид сзади, стенки не показаны) и ПН модульного стеллажного исполнения (б)

Система управления подсистемы накопления

ПН СНЭ имеет собственную систему управления. В ПН на основе литий-ионных аккумуляторных батарей в качестве системы управления выступает СУАБ – система управления аккумуляторными батареями. Рассмотрим СУАБ производства ООО «Системы накопления энергии» (ООО «СНЭ»).

Основные функции СУАБ [6]:

- защита аккумуляторов от перезаряда и глубокого разряда;
- защита аккумуляторов от перегрева;
- балансировка аккумуляторов в батарее;
- определение текущего уровня заряда;
- индикация аварийных ситуаций;
- передача текущих данных в ПУ СНЭ (через RS-485 ModbusRTU);
- управление контактором ПН для отключения в критических ситуациях.

На *рисунке 23* изображена трёхуровневая структура СУАБ.

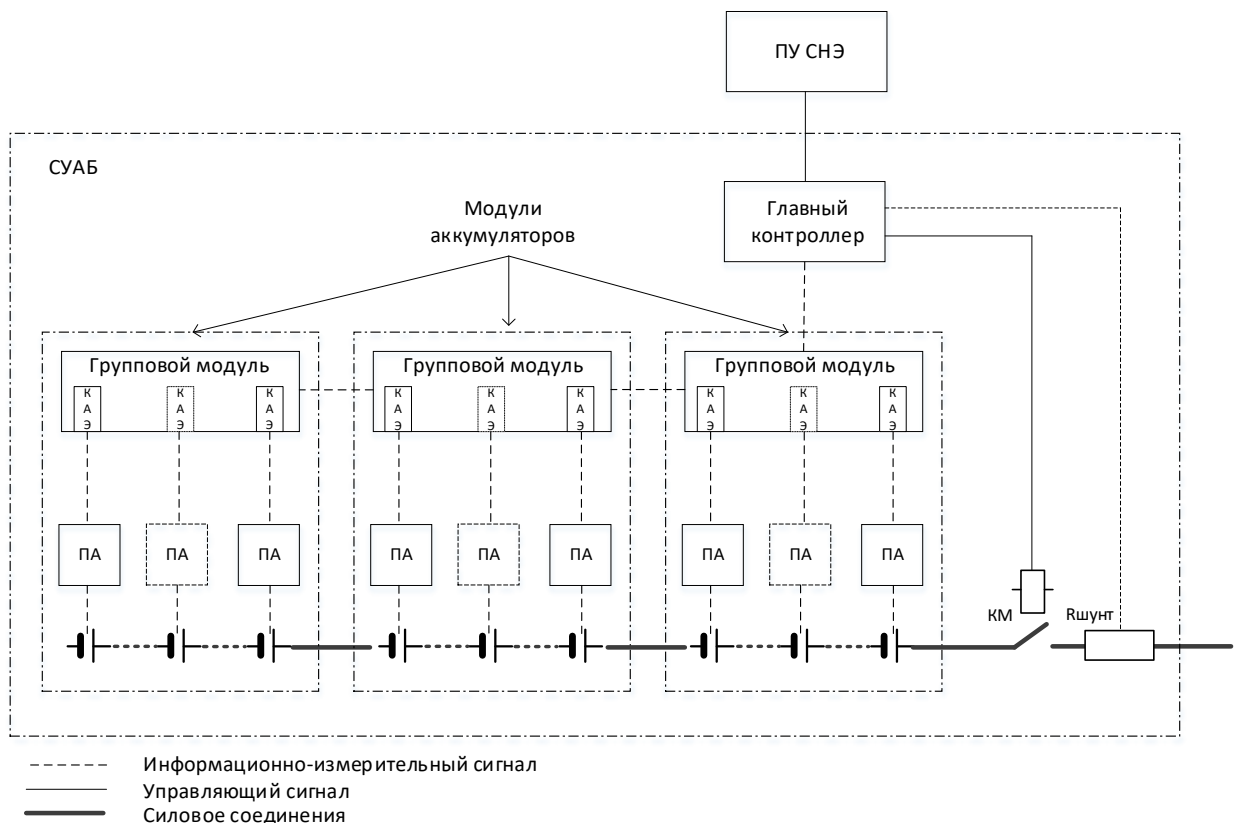


Рисунок 23 – Структурная схема СУАБ производства ООО «СНЭ»

СУАБ включает в свой состав:

- главный контроллер (ГК), устанавливаются на коммутационной панели;
- групповые модули (ГМ), устанавливаются на модули аккумуляторов в исполнениях ШМ и СМ;
- контроллеры аккумуляторных элементов (КАЭ), выполнены в виде плат, устанавливаемых в групповой модуль;
- платы аккумуляторные, устанавливаются на борны (выводные штыри) аккумуляторов.

Главный контроллер выполняет следующие функции:

- взаимодействие с ПУ СНЭ;
- обеспечение требуемых алгоритмов работы ПН СНЭ;
- контроль состояния аккумуляторов и батареи в целом;
- управление контроллерами СУАБ нижнего уровня;
- контроль тока, протекающего через измерительный шунт;
- управление аварийным контактором.

Групповой модуль предназначен для сбора данных с группы контроллеров аккумуляторных элементов. ГМ объединяются через интерфейс последовательной связи с другими групповыми модулями и контроллером. Кроме того, ГМ управляет включением/отключением вентиляторов, охлаждающих аккумуляторные элементы и платы аккумуляторов. На плате группового модуля предусмотрены втычные разъемы для подключения контроллеров аккумуляторных элементов. Количество КАЭ зависит от количества аккумуляторов в модуле, их размещения.

Контроллер аккумуляторного элемента предназначен для контроля за состоянием одного аккумулятора, а также управления схемой балансировки.

Плата аккумуляторная устанавливается непосредственно на силовые выводы аккумулятора и предназначена для размещения: силового управляемого

ключа балансирующей цепи, балансирующего резистора, датчика температуры.

СУАБ текущий заряд аккумуляторов через подсчет кулоновского интеграла согласно формуле, А·ч:

$$\Delta C = \int_{t_1}^{t_2} I(t) dt,$$

где:

t_1 и t_2 – моменты времени начала и конца рассматриваемого интервала, ч,

$I(t)$ – ток заряда/разряда, А.

СУАБ реализует пассивную балансировку: при достижении на аккумуляторе напряжения выше заданной главным контроллером уставки на аккумуляторной плате открывается силовой ключ, подключая к аккумулятору балансирующие резистор. При этом часть тока заряда начинает протекать через резистор – заряд замедляется, и аккумуляторы с меньшей степенью заряда и меньшим напряжением «догоняют» балансируемый [6].

2.2.4 Подсистема распределения

Подсистема распределения предназначена для:

- Реализации основных соединительных выводов сети (вводов входящих силовых цепей от источников – сети, ДГУ, ГПУ, др.);
- Реализации основных соединительных выводов потребителей (ввода отходящих силовых цепей к нагрузке);
- Обеспечения защиты входящей и отходящей линии;
- Переключения между источниками, включения резерва по командам системы управления;
- Коммерческого/технического учёта электроэнергии (в т.ч. двунаправленного, многотарифного учёта);
- Распределения цепей оперативного питания;

- Переключения системы в сервисный режим (разъединителем байпасным механическим).

Подсистема распределения может размещаться как в отдельном шкафу, так и конструктивно совмещаться с другими подсистемами.

При наличии шкафа распределительного в нём, помимо элементов подсистемы распределения, могут размещаться также элементы подсистемы собственных нужд и другие элементы вспомогательной подсистемы [6].

2.2.5 Блочно-модульное здание и вспомогательная подсистема

В случае стеллажного исполнения СНЭ она размещается в блочно-модульном здании (БМЗ). В конструктивном отношении БМЗ выполняется в виде стальной силовой рамы основания блока, на которую монтируется технологическое оборудование, и стального каркаса, устанавливаемого на раму основания блока. БМЗ перевозится автомобильным или железнодорожным транспортом.

В БМЗ необходимо отопление электрическим обогревателем, приточно-вытяжная вентиляция.

Электропитание БМЗ и вспомогательной подсистемы осуществляется от подсистемы питания собственных нужд (ППСН). Напряжение питания на ППСН поступает от основной или вспомогательной точки подключения к сети ТПН. ППСН распределяет входное напряжение между фидерами питания подсистем управления (ПУ), охранно-пожарной сигнализации (ПОПС), автоматического пожаротушения (ППЖТ), освещения (ПОСВ), теплокондиционирования (ПТК).

На *рисунке 24* изображена схема подключения цепей собственных нужд СНЭ-НН 0,4 кВ.

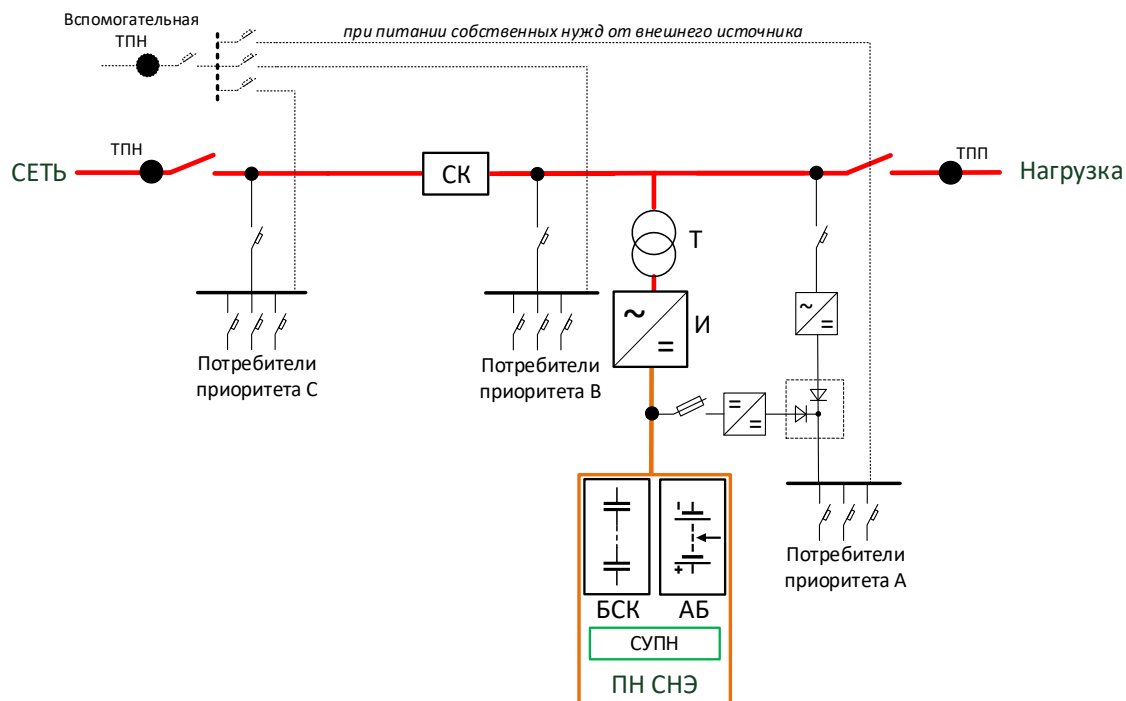


Рисунок 24 – Схема подключения цепей собственных нужд СНЭ-НН

3 ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ

3.1 Выбор мощности системы накопления энергии

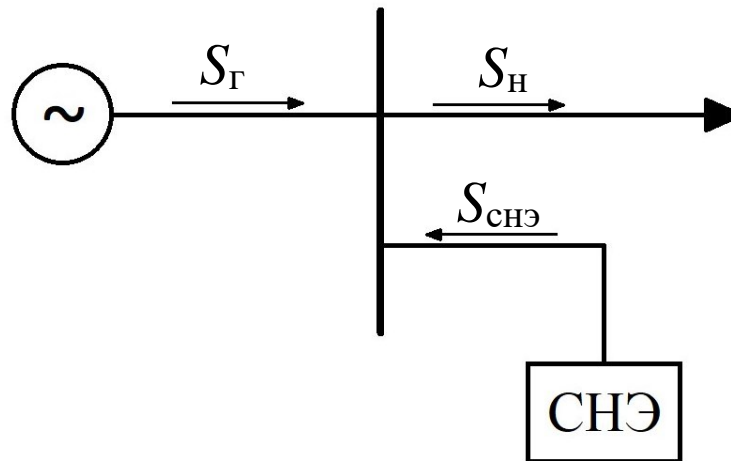


Рисунок 25 – Баланс мощности в узле подключения СНЭ

Рассмотрим общий случай баланса мощности в узле подключения СНЭ (рисунки 25). Для простоты назовём мощность, втекающую в узел, мощностью генерации S_G , а мощность, вытекающую из узла, мощностью нагрузки S_H (однако фактически это могут быть просто втекающая в узел мощность и вытекающая из узла мощность). Будем считать, что положительному направлению мощности СНЭ $S_{СНЭ}$ соответствует режим выдачи мощности системой накопления энергии. Уравнение баланса мощности в узле выглядит следующим образом:

$$S_G + S_{СНЭ} = S_H \quad (1)$$

Заметим, что в данном случае и далее принято равенство коэффициентов мощности генерации, нагрузки и СНЭ. В противном случае необходимо вести отдельный расчёт по активной и реактивной мощности либо использовать комплексные величины.

Пусть имеется некоторый желаемый график мощности генерации $S_G(t) = S_{жел}(t)$. Тогда формула (1) примет вид:

$$S_{\text{СНЭ}}(t) = S_{\text{Н}}(t) - S_{\text{жел}}(t)$$

В таком случае номинальная мощность СНЭ $S_{\text{СНЭ ном}}$ должна быть выбрана следующим образом:

$$S_{\text{СНЭ ном}} = \max |S_{\text{Н}}(t) - S_{\text{жел}}(t)|$$

Рассмотрим иной случай. Пусть имеется некоторый желаемый график мощности нагрузки $S_{\text{Н}}(t) = S_{\text{жел}}(t)$. Тогда формула (1) примет вид:

$$S_{\text{СНЭ}}(t) = S_{\text{жел}}(t) - S_{\text{Г}}(t)$$

В таком случае номинальная мощность СНЭ должна быть выбрана следующим образом:

$$S_{\text{СНЭ ном}} = \max |S_{\text{жел}}(t) - S_{\text{Г}}(t)| = \max |S_{\text{Г}}(t) - S_{\text{жел}}(t)|$$

Таким образом, в обоих случаях номинальная мощность СНЭ выбирается как максимальный (на рассматриваемом временном отрезке) модуль разности между текущей мощностью $S_{\text{тек}}$ и желаемой мощностью:

$$S_{\text{СНЭ ном}} = \max |S_{\text{тек}}(t) - S_{\text{жел}}(t)| \quad (2)$$

В зависимости от решаемой при помощи СНЭ задачи формула выбора номинальной мощности (2) может принимать следующие виды.

При использовании СНЭ для ограничения максимальной мощности, если $S_{\text{макс}} > S_{\text{макс жел}}$:

$$S_{\text{СНЭ ном}} = S_{\text{макс}} - S_{\text{макс жел}}$$

где $S_{\text{макс}}$ – максимальная мощность,

$S_{\text{макс жел}}$ – ограничение максимальной мощности.

При использовании СНЭ для ограничения мощности в заданном коридоре, если $S_{\text{макс}} > S_{\text{макс жел}}$ и $S_{\text{мин}} < S_{\text{мин жел}}$:

$$S_{\text{СНЭ ном}} = \max(S_{\text{макс}} - S_{\text{макс жел}} ; S_{\text{мин жел}} - S_{\text{мин}}),$$

где $S_{\text{макс}}$ – максимальная мощность,

$S_{\text{макс жел}}$ – ограничение максимальной мощности,

$S_{\text{мин жел}}$ – ограничение минимальной мощности,

$S_{\text{мин}}$ – минимальная мощность.

Возможны и другие варианты, но логика, заданная формулой (2), сохраняется.

Кроме того, при наличии неопределённости исходных данных или, например, в случае планируемого со временем роста нагрузки в формулу добавляется коэффициент запаса $k_{\text{зап}}$ [10]:

$$S_{\text{СНЭ ном}} = k_{\text{зап}} \max |S_{\text{тек}}(t) - S_{\text{жел}}(t)|$$

3.2 Выбор энергоёмкости системы накопления энергии

Энергоёмкость СНЭ определяется исходя из двух условий [10]:

- Обеспечение мощности в соответствии с выбранной номинальной мощностью СНЭ (т.к. мощность СНЭ зависит от энергоёмкости).
- Обеспечение энергоёмкости, требуемой для выполнения системой накопления энергии своих функций.

3.2.1 Обеспечение возможности выдачи номинальной мощности СНЭ

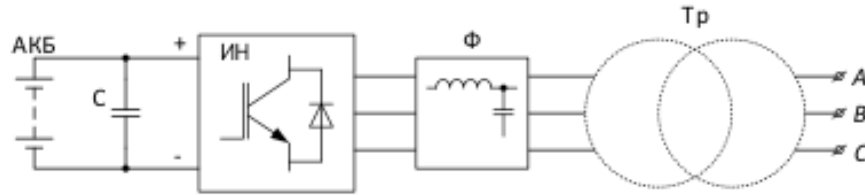


Рисунок 26 – Структурная схема СНЭ: АКБ – аккумуляторная батарея; ИН – инвертор напряжения; Ф – фильтр; Тр – трансформатор

Мощность СНЭ определяется не только мощностью преобразователя и трансформатора, но и мощностью подсистемы накопления энергии, которая, в свою очередь, зависит от длительно допустимого тока аккумуляторных батарей, их количества, схемы соединения и некоторых других факторов.

Рассмотрим последовательность расчётов для определения энергоёмкости, обеспечивающей возможность выдачи выбранной номинальной мощности СНЭ $S_{\text{СНЭ ном}}$.

Мощность на выходе полупроводникового преобразователя (рисунок 26) с учетом КПД трансформатора и фильтра ($S_{\text{ин}}$, кВА) при работе СНЭ с номинальной мощностью рассчитывается по следующей формуле:

$$S_{\text{ин}} = \frac{S_{\text{СНЭ ном}}}{\eta_{\text{тр-ф}}},$$

где $\eta_{\text{тр-ф}}$ – КПД трансформатора и фильтра. Обычно лежит в диапазоне 0,95...0,97 [10].

Реактивная мощность «генерируется» преобразователем и не протекает на стороне DC. Активная мощность, выдаваемая подсистемой накопления, ($P_{\text{акб}}$, кВт) рассчитывается по следующей формуле:

$$P_{\text{акб}} = \frac{S_{\text{ин}} \cdot \cos \varphi_{\text{макс}}}{\eta_{\text{ин}}},$$

где:

$\cos\varphi_{\text{макс}}$ – максимальный (по модулю) коэффициент мощности СНЭ,
 $\eta_{\text{ин}}$ – КПД инвертора напряжения. Обычно при работе полупроводникового преобразователя с номинальной мощностью значение его КПД близко к 0,95 [10].

Для расчёта минимально допустимой ёмкости АКБ необходимо определить номинальное напряжение звена постоянного тока U_{DC} , В:

$$U_{\text{DC ном}} = U_{\text{акб ном}} N,$$

где:

$U_{\text{акб ном}}$ – номинальное напряжение единичного аккумулятора, В,

N – количество последовательных блоков.

N подбирается таким образом, чтобы напряжение в звене постоянного тока оставалось в допустимых рамках при различных уровнях заряда аккумуляторов:

$$\begin{cases} U_{\text{акб мин}} N \geq U_{\text{DC мин доп}} \\ U_{\text{акб макс}} N \leq U_{\text{DC макс доп}} \end{cases},$$

где:

$U_{\text{акб мин}}$ – минимальное напряжение аккумулятора, В,

$U_{\text{DC мин доп}}$ – минимально допустимое напряжение в звене постоянного тока, В,

$U_{\text{акб макс}}$ – максимальное напряжение аккумулятора, В,

$U_{\text{DC макс доп}}$ – максимально допустимое напряжение в звене постоянного тока, В.

Напряжения при одном и том же уровне заряда у разных аккумуляторов отличаются. В общем случае для литий-железо-фосфатных аккумуляторов (литий-ионных аккумуляторов, наиболее перспективных для использования в СНЭ) с $U_{\text{акб ном}} = 3,2$ В можно принять $U_{\text{акб мин}} = 2,9$ В, $U_{\text{акб макс}} = 3,6$ В.

Для преобразователей производства ООО «СПТ» $U_{DC \text{ мин доп}} = 450 \text{ В}$,
 $U_{DC \text{ макс доп}} = 750 \text{ В}$ [10].

Таким образом, N должно лежать в диапазоне 156...208.

При некотором выбранном N рассчитывается ёмкость одного последовательного блока ($C_{\text{п мин доп}}$, А·ч), минимально допустимая для обеспечения возможности выдачи подсистемой накопления мощности $P_{\text{акб}}$, кВт (что соответствует выдаче системой накопления энергии мощности $S_{\text{снэ ном}}$):

$$C_{\text{п мин доп}} = \frac{1000 P_{\text{акб}}}{C_{\text{rate}} U_{DC \text{ ном}}},$$

где C_{rate} – допустимая скорость заряда/разряда аккумулятора относительно его номинальной ёмкости, о.е./ч (для литий-железо-фосфатных аккумуляторов можно принять $C_{\text{rate}} = 3$ о.е./ч) [10].

Фактическая ёмкость одного последовательного блока ($C_{\text{п фак}}$, А·ч) рассчитывается по следующей формуле:

$$C_{\text{п фак}} = C_{\text{акб ном}} \cdot n \cdot t,$$

где: $C_{\text{акб ном}}$ – номинальная ёмкость аккумулятора, А·ч,

n – число параллельно соединённых аккумуляторов в последовательном блоке одного стринга (практически целесообразно и реализуемо выбирать n в диапазоне 1...4),

t – число стрингов (обычно совпадает с количеством параллельно работающих модулей преобразователя).

Варьируя N , $C_{\text{акб ном}}$ (из ряда доступных аккумуляторов), n , t , необходимо получить $C_{\text{п фак}} \geq C_{\text{п мин доп}}$.

При выбранной $C_{п\ фак}$ рассчитывается энергоёмкость СНЭ, выбранная по первому условию, $E_{снэ\ I}$, кВт·ч:

$$E_{снэ\ I} = C_{п\ фак} N \frac{U_{акб\ ном}}{1000} = C_{п\ фак} \frac{U_{DC\ ном}}{1000}$$

3.2.2 Обеспечение возможности реализации функций СНЭ

В общем случае для успешного функционирования СНЭ необходимо выполнение следующего условия в каждый момент времени t_i на рассматриваемом интервале времени $[t_1; t_2]$:

$$E_{снэ\ мин} \leq E_{снэ}(t_1) - \int_{t_1}^{t_i} P_{акб}(t) dt \leq E_{снэ\ макс}, \quad (3)$$

где:

$E_{снэ\ мин}$ – нижняя граница изменения запасённой энергии СНЭ в рабочем режиме, кВт·ч,

$E_{снэ}(t_1)$ – начальное значение запасённой энергии СНЭ, кВт·ч,

$P_{акб}(t) = \frac{P_{снэ}(t)}{\eta_{тр-ф} \eta_{ин}}$ – мощность, выдаваемая подсистемой накопления, кВт,

$E_{снэ\ макс}$ – верхняя граница изменения запасённой энергии СНЭ в рабочем режиме, кВт·ч.

Для обеспечения длительного срока службы аккумуляторов в системе управления СНЭ обычно задаётся $E_{снэ\ мин} = 0,1E'_{снэ\ ном}$, $E_{снэ\ макс} = 0,9E'_{снэ\ ном}$, где $E'_{снэ\ ном} = k_{стар} E_{снэ\ ном}$ – энергоёмкость СНЭ с учётом снижения ёмкости аккумуляторов из-за старения. Для выбора энергоёмкости необходимо рассматривать конец срока службы, когда $k_{стар} = 0,8$ [10].

В случае если реализация рассматриваемой функции СНЭ подразумевает регулярный заряд-разряд ($E_{снэ\ мин} \rightarrow E_{снэ\ макс} \rightarrow E_{снэ\ мин}$), то для обеспечения

длительного (более 10 лет) срока службы аккумуляторов выбираются $E_{\text{СНЭ мин}} > 0,1E'_{\text{СНЭ ном}}$, $E_{\text{СНЭ макс}} < 0,9E'_{\text{СНЭ ном}}$.

Это обусловлено тем, что срок службы аккумуляторов сильно зависит от режима эксплуатации. Производители нормируют срок службы в циклах при заданной глубине разряда. Например, заявленный срок службы литий-железо-фосфатных аккумуляторов GBS составляет 3000 циклов при глубине разряда 80%. Необходимо учитывать, что изменение глубины разряда приводит к нелинейному увеличению срока службы: при глубине разряда 70% он составляет уже 4000-5000 циклов. Если же глубина циклирования невелика либо циклирование происходит нерегулярно, нечасто, то срок службы определяется деградацией аккумуляторов и составляет 15-20 лет (при соблюдении условий, оговоренных производителем – осуществлении контрольных разрядов, периодической балансировки) [10].

$E_{\text{СНЭ}}(t_1)$ выбирается индивидуально в зависимости от планируемого графика изменения мощности СНЭ, $E_{\text{СНЭ мин}} \leq E_{\text{СНЭ}}(t_1) \leq E_{\text{СНЭ макс}}$.

При наличии неопределённости исходных данных или, например, в случае планируемого со временем роста нагрузки в формулу (3) добавляется коэффициент запаса $k_{\text{зап}} > 1$:

$$k_{\text{зап}} E_{\text{СНЭ мин}} \leq E_{\text{СНЭ}}(t_1) - \int_{t_1}^{t_i} P_{\text{акб}}(t) dt \leq \frac{E_{\text{СНЭ макс}}}{k_{\text{зап}}}$$

Если при $E'_{\text{СНЭ ном}} = k_{\text{стар}} E_{\text{СНЭ I}}$ ($E_{\text{СНЭ I}}$ – из п. 1.2.1) условие (3) выполняется, то номинальная мощность СНЭ выбирается как $E_{\text{СНЭ ном}} = E_{\text{СНЭ I}}$.

В противном случае, выбирается бóльшая энергоёмкость $E_{\text{СНЭ ном расч}}$, кВт·ч:

$$E_{\text{СНЭ ном расч}} = \frac{E'_{\text{СНЭ ном расч}}}{k_{\text{стар}}},$$

где $E'_{\text{снэ ном расч}}$ – энергоёмкость, удовлетворяющая условию (3).

В простейшем случае, когда точно известно требуемое значение энергии цикла «накопление-выдача» $E_{\text{ц}}$, кВт·ч, условие (3) упрощается, и $E_{\text{снэ ном расч}}$ можно рассчитать по следующей формуле, кВт·ч:

$$E_{\text{снэ ном расч}} = \frac{E_{\text{ц}}}{k_{\text{стар}} (E_{\text{снэ макс}*} - E_{\text{снэ мин}*})},$$

где $E_{\text{снэ макс}*}$ – верхняя граница изменения запасённой энергии СНЭ в рабочем режиме, о.е.,

$E_{\text{снэ мин}*}$ – нижняя граница изменения запасённой энергии СНЭ в рабочем режиме, о.е.

Далее, необходимо повторно выбрать N , $C_{\text{акб ном}}$, n , t по бóльшей энергоёмкости.

При некотором выбранном N рассчитывается минимально допустимая ёмкость одного последовательного блока $C_{\text{п мин доп}}$, А·ч:

$$C_{\text{п мин доп}} = \frac{1000 E_{\text{снэ ном расч}}}{U_{\text{ДС ном}}} = \frac{1000 E_{\text{снэ ном расч}}}{U_{\text{акб ном}} N}$$

Рассчитывается фактическая ёмкость одного последовательного блока $C_{\text{п фак}}$, А·ч:

$$C_{\text{п фак}} = C_{\text{акб ном}} \cdot n \cdot t,$$

Варьируя N , $C_{\text{акб ном}}$, n , t , необходимо получить $C_{\text{п фак}} \geq C_{\text{п мин доп}}$.

При выбранной $C_{п\text{ фак}}$ рассчитывается номинальная энергоёмкость СНЭ, кВт·ч:

$$E_{\text{снэ ном}} = C_{п\text{ фак}} N \frac{U_{\text{акб ном}}}{1000} = C_{п\text{ фак}} \frac{U_{\text{DC ном}}}{1000}$$

В случае если СНЭ планируется использовать для реализации нескольких функций, но не одновременно, то энергоёмкость выбирается для функции, требующей наибольшего значения энергоёмкости.

Если СНЭ планируется использовать для одновременной реализации нескольких функций, то в формуле (3) необходимо учитывать суммарную мощность, отдаваемую (или потребляемую) подсистемой накопления при реализации этих функций.

4 МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ

4.1 Общие сведения

Для разработки модели СНЭ и дальнейших расчётов используется комплексная система расчёта и планирования электрических режимов DIgSILENT PowerFactory, позволяющая рассчитывать установившиеся режимы, электромеханические переходные процессы (по действующим значениям), электромагнитные переходные процессы (по мгновенным значениям).

Основное назначение модели СНЭ – использование в расчётах электромеханических переходных процессов, однако предусмотрена возможность адаптации модели к расчёту электромагнитных переходных процессов.

Допустимой считается работа СНЭ при уровне заряда (SOC) от 10 до 90%. В этом диапазоне напряжение на аккумуляторных батареях практически не зависит от уровня их заряда, и располагаемая мощность СНЭ остаётся постоянной [11].

Для сокращения времени расчёта длительных переходных процессов в данной модели СНЭ, в отличие от высокодетализированной модели [12], вместо модели ШИМ-преобразователя, по умолчанию используется управляемый источник мощности (статический генератор – типовой элемент в PowerFactory, рисунок 27).

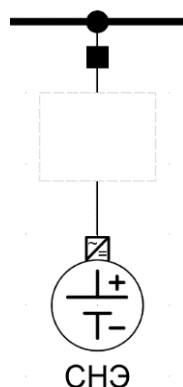


Рисунок 27 – Отображение СНЭ на основе статического генератора на электрической схеме в PowerFactory

4.2 Структура модели

Генерируемая/потребляемая мощность определяется системой управления, входящей в составную модель СНЭ. Составная модель имеет фрейм (структуру), показанную на *рисунке 28*, и обладает модульным характером. В слоты составной модели можно помещать фреймы (в т.ч. других составных моделей) или ссылки на элементы сети.

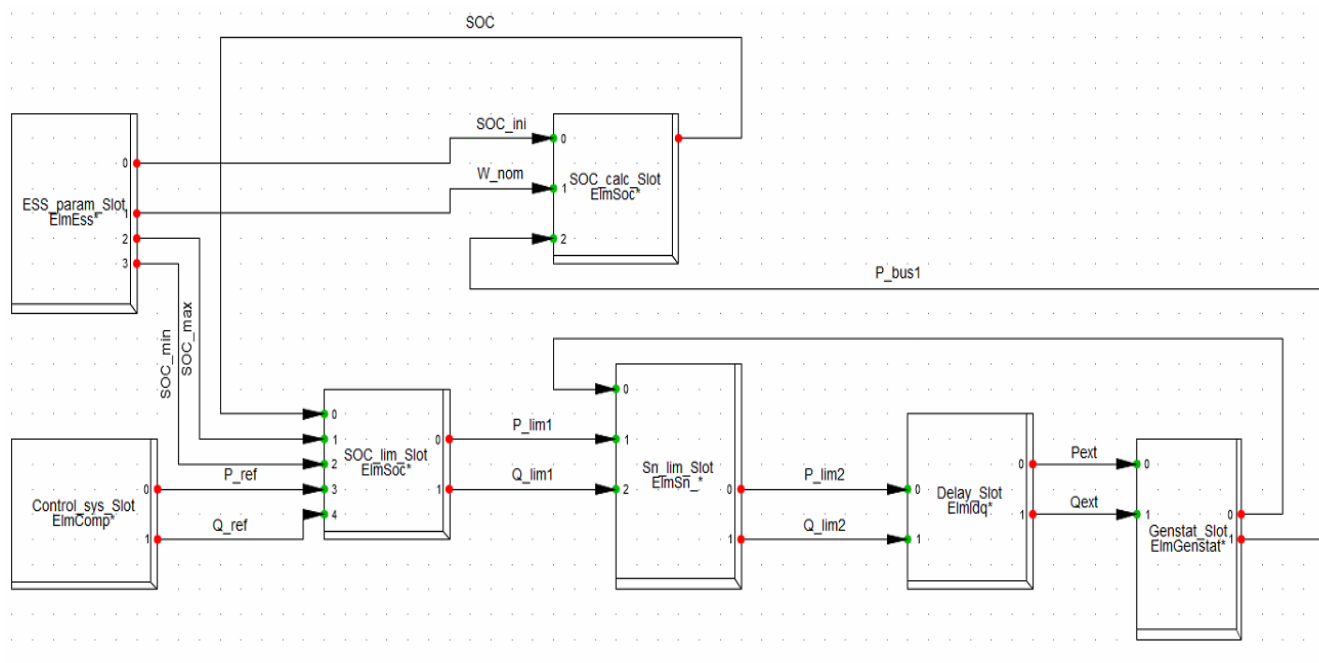


Рисунок 28 – Фрейм (структура) составной модели СНЭ

На сигнал желаемой мощности, задаваемый в данный момент системой управления, накладывается несколько ограничений (в зависимости от уровня заряда и номинальной мощности СНЭ), после чего с установленной задержкой (соответствующей суммарной задержке системы управления реальной СНЭ) сигнал подаётся на управляемый источник мощности, и он выдаёт/потребляет мощность, соответствующую подаваемому сигналу.

Слот параметров СНЭ

В слот параметров СНЭ (ESS param) помещён фрейм, показанный на *рисунке 29*.

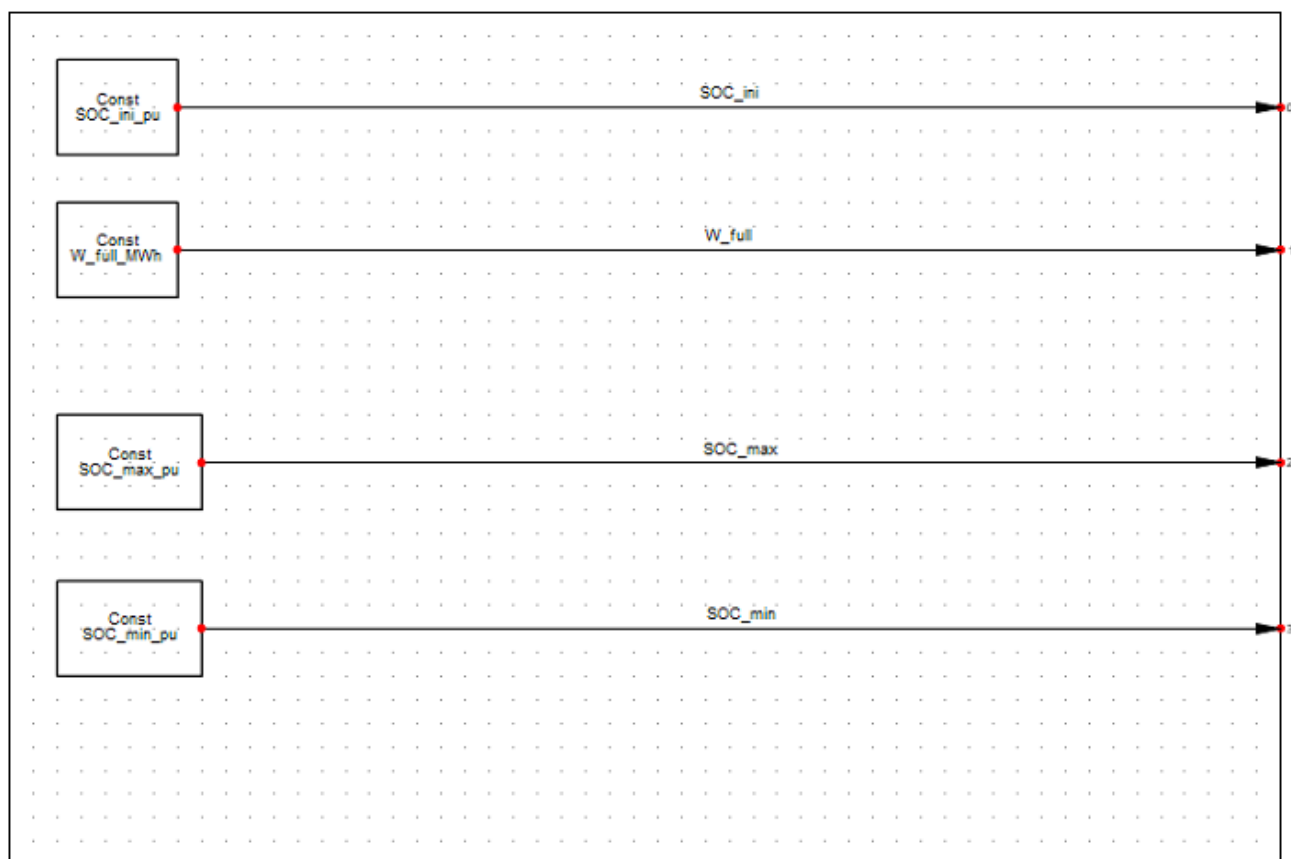


Рисунок 29 – Фрейм параметров СНЭ

Для корректной работы модели во фрейме задаются начальные значения выходных переменных (рисунок 30).

Определение блока - Предопределенные пользователем модели\ESS_param_Frame.BlkDef

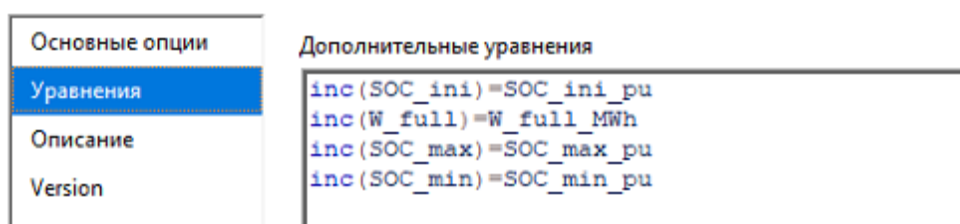


Рисунок 30 – Уравнения фрейма параметров СНЭ

Пользователю предоставляется возможность задать параметры СНЭ (рисунок 31):

SOC_ini – начальный уровень заряда СНЭ, о.е.,

W_full – номинальную энергоёмкость, МВт·ч,

SOC_max – максимально допустимый уровень заряда СНЭ, о.е. (рекомендуемое значение: 0,9 или ниже),

SOC_{min} – минимально допустимый уровень заряда СНЭ, о.е. (рекомендуемое значение: 0,1 или выше).

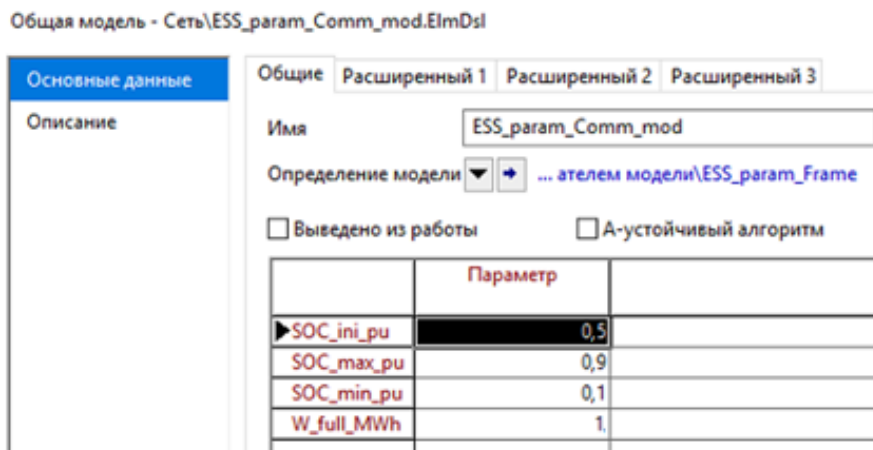


Рисунок 31 – Задание параметров СНЭ

Слот системы управления

В слот системы управления (Control sys) может быть помещён фрейм, соответствующий системе управления любого типа: разомкнутого, замкнутого, по возмущению.

Фрейм системы управления может задаваться составной моделью из нескольких фреймов, может формироваться при помощи набора типовых звеньев или кода на языке DSL, а также комбинацией указанных способов.

Выходные сигналы фрейма – желаемые мощности P_{ref} (МВт) и Q_{ref} (Мвар).

Слот расчёта уровня заряда

В слот расчёта уровня заряда (SOC calc) помещён фрейм, показанный на *рисунке 32*. Учитывая начальный запас энергии, интегрируя выдаваемую/потребляемую СНЭ активную мощность, фрейм рассчитывает текущий уровень заряда СНЭ.

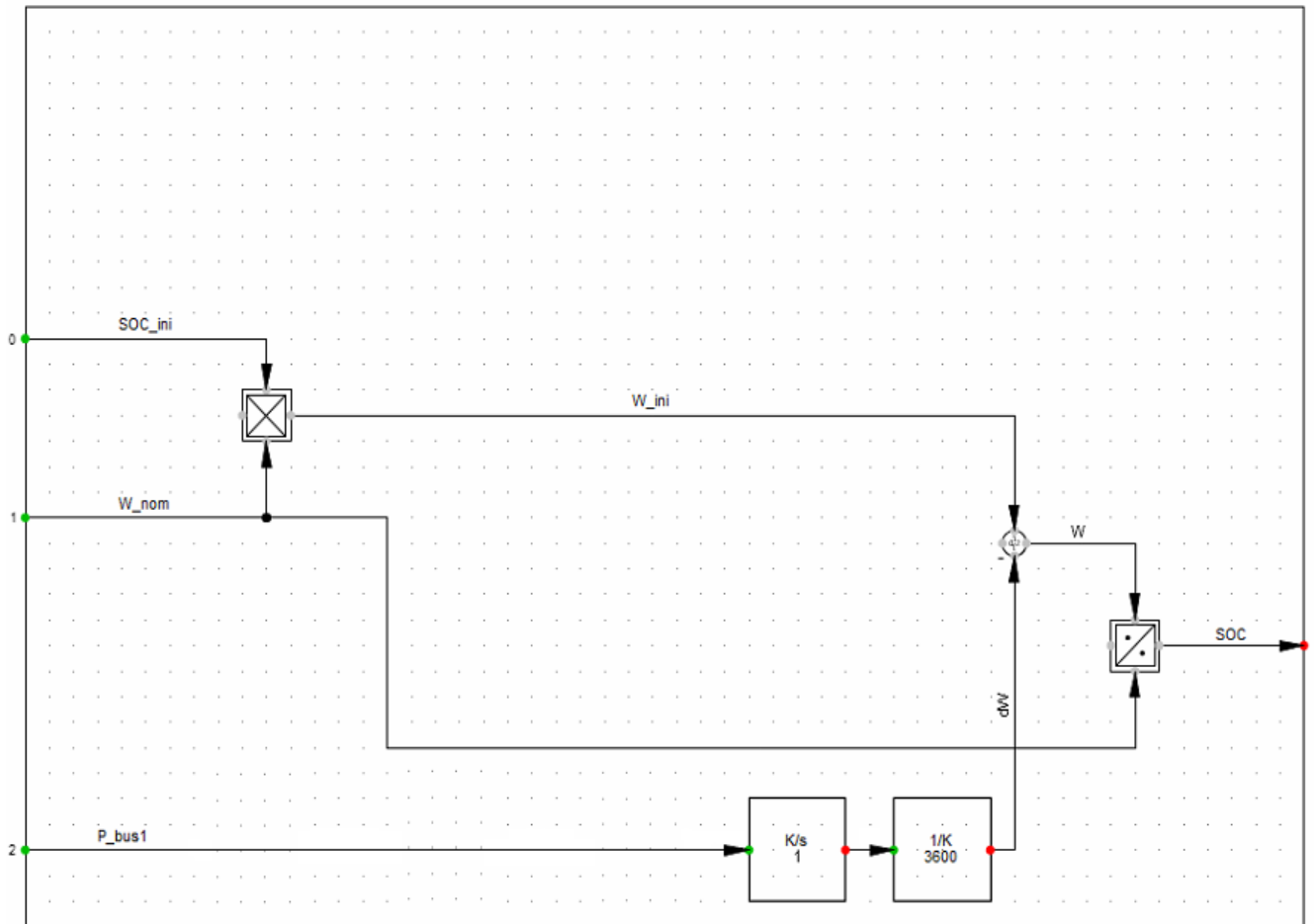


Рисунок 32 – Фрейм расчёта уровня заряда

Для корректной работы модели во фрейме задаются начальные значения выходной переменной и переменной состояния интегратора (рис. 33).

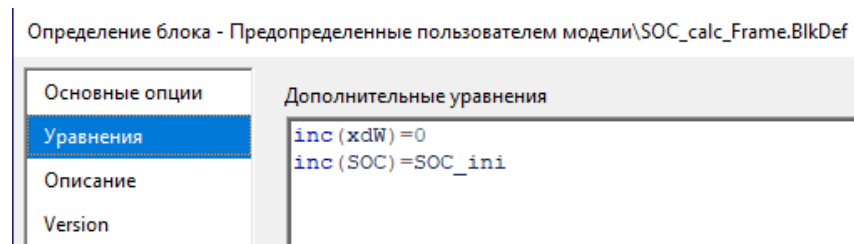


Рисунок 33 – Фрейм расчёта уровня заряда

Обозначения:

- P_{bus1} – мощность, выдаваемая СНЭ, МВт,
- W_{ini} – начальный запас энергии СНЭ, МВт·ч,
- dW – изменение запаса энергии СНЭ, МВт·ч,
- W – текущий запас энергии СНЭ, МВт·ч,
- SOC – текущий уровень заряда СНЭ, о.е.,
- xdW – переменная состояния интегратора, МВт·ч.

Слот контроля уровня заряда

В слот контроля уровня заряда (SOC lim) помещён фрейм, задаваемый уравнениями, показанными на *рисунке 34*. Фрейм останавливает потребление мощности при достижении SOC верхнего допустимого значения и останавливает выдачу мощности при достижении SOC нижнего допустимого значения.

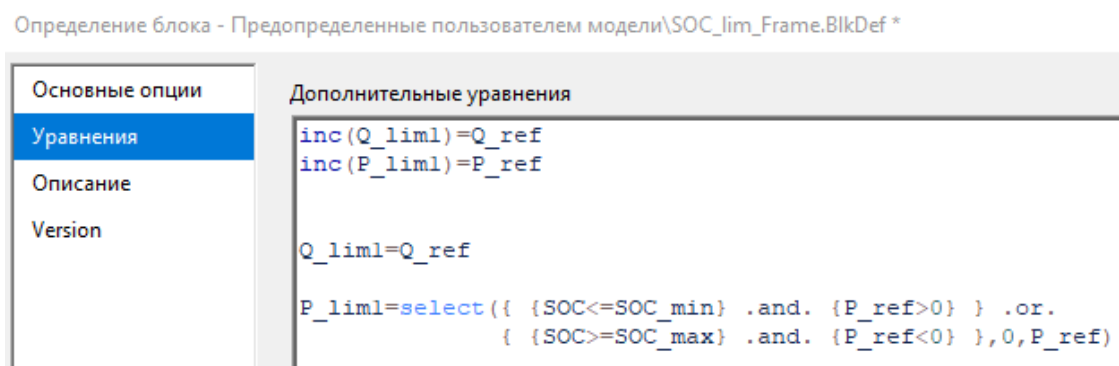


Рисунок 34 – Фрейм контроля уровня заряда

Выходные сигналы фрейма – желаемые мощности с учётом ограничения по уровню заряда P_{lim1} (МВт) и Q_{lim1} (Мвар).

Слот ограничения полной мощности

В слот ограничения полной мощности (Sn lim) помещён фрейм, задаваемый уравнениями, показанными на *рисунке 35*. Фрейм ограничивает выдаваемую/потребляемую мощность так, чтобы она не превышала номинальную мощность СНЭ. Исходный коэффициент мощности сохраняется.

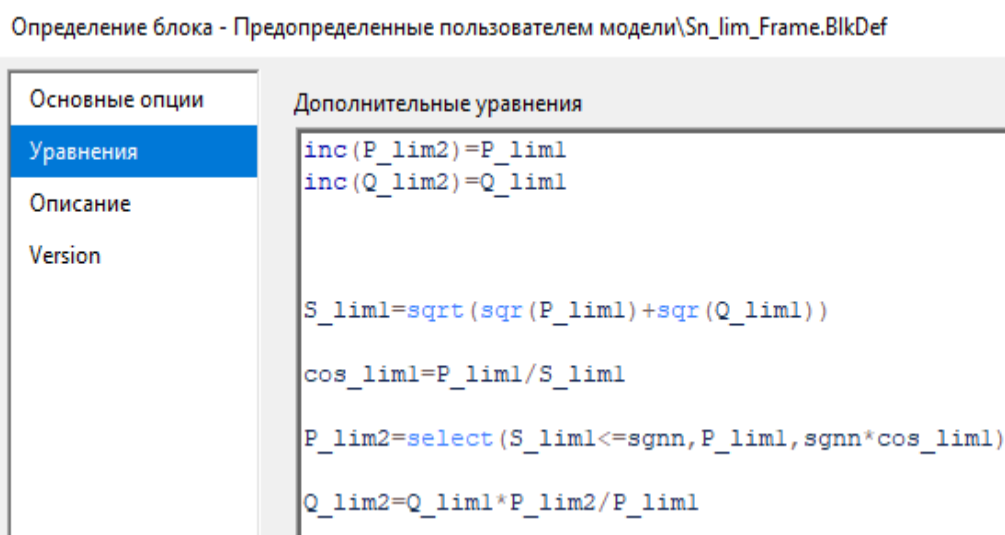


Рисунок 35 – Фрейм ограничения полной мощности

Обозначения:

S_{lim1} – полная желаемая мощность с учётом ограничения по уровню заряда, МВА,

\cos_{lim1} – желаемый коэффициент мощности,

$sgnn$ – номинальная мощность СНЭ, МВА,

P_{lim2} – желаемая активная мощность с учётом ограничения по уровню заряда и ограничения полной мощности, МВт,

Q_{lim2} – желаемая реактивная мощность с учётом ограничения по уровню заряда и ограничения полной мощности, Мвар.

Слот задержки

В слот задержки (Delay) помещён фрейм, показанный на *рисунке 36*, в котором задержка системы управления моделируется аperiodическими звеньями.

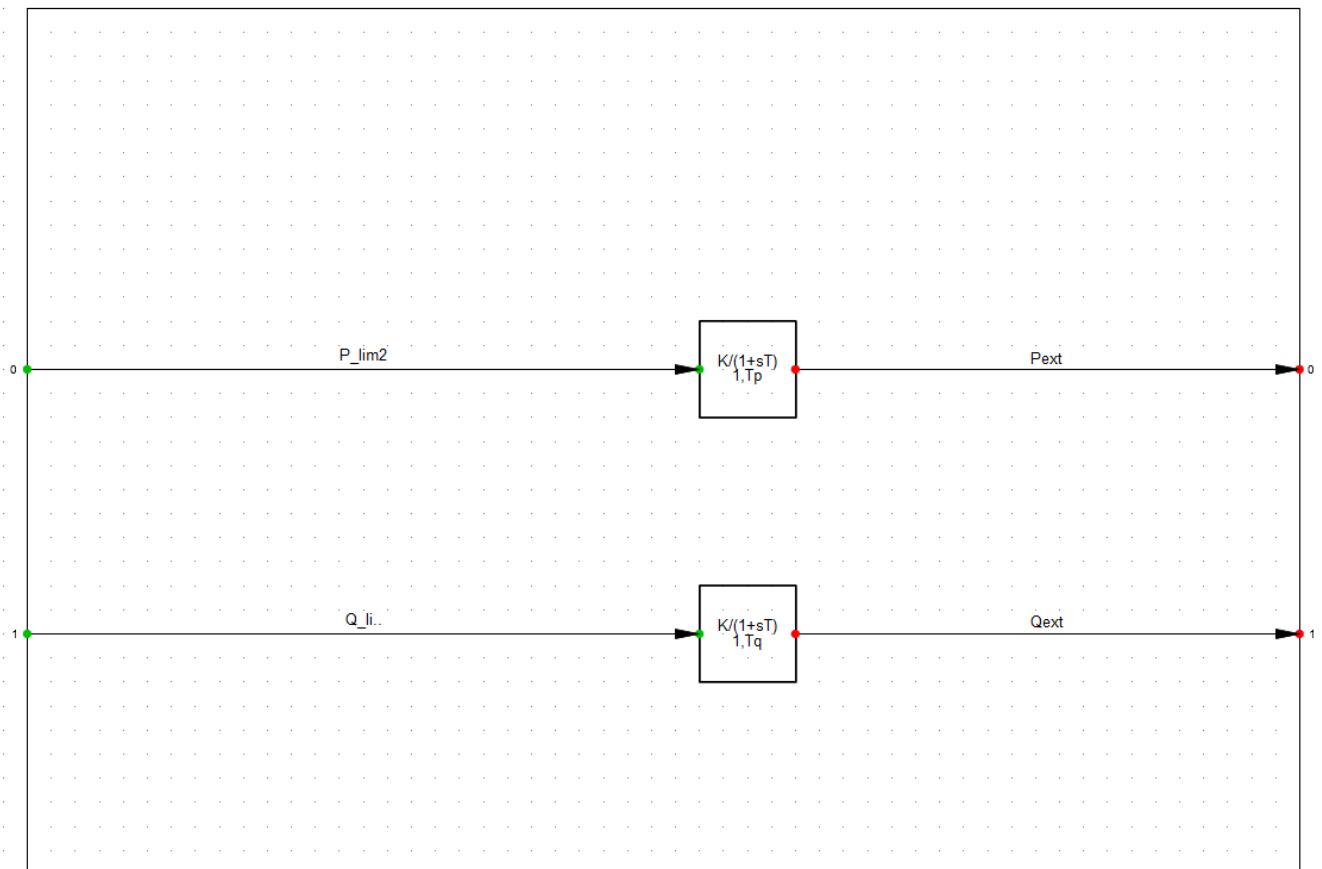


Рисунок 36 – Фрейм задержки

Для корректной работы модели во фрейме задаются начальные значения переменных состояния аperiodических звеньев (*рисунк 37*).

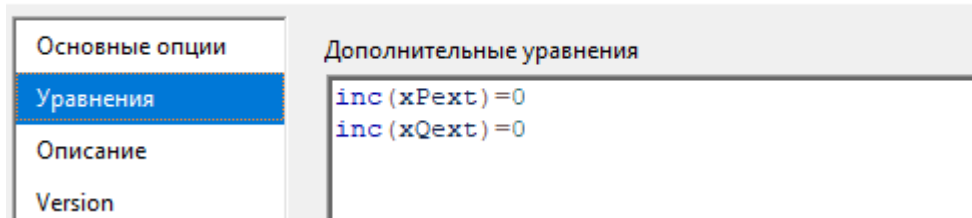


Рисунок 37 – Уравнения фрейма задержки

Обозначения:

P_{ext} – сигнал, задающий выдаваемую активную мощность СНЭ с учётом ограничений, МВт,

Q_{ext} – сигнал, задающий выдаваемую реактивную мощность СНЭ с учётом ограничений, Мвар,

xP_{ext} – переменная состояния апериодического звена активной мощности, МВт,

xQ_{ext} – переменная состояния апериодического звена реактивной мощности, Мвар.

Пользователю предоставляется возможность задать постоянные времени (рисунок 38):

T_p – постоянную времени апериодического звена активной мощности, с (рекомендуемое значение: не более 0,01 с),

T_q – постоянную времени апериодического звена реактивной мощности, с (рекомендуемое значение: не более 0,01 с).

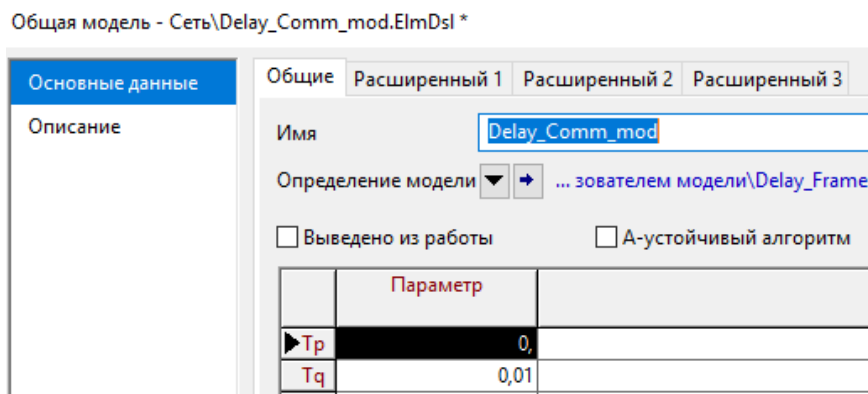


Рисунок 38 – Задание постоянных времени

Слот статического генератора

В слот статического генератора (Genstat) помещена связь со статическим генератором, выполняющим роль управляемого источника мощности.

На данный слот подаются желаемые мощности после наложения всех ограничений (P_{ext} , Q_{ext}). В то же время, с него снимаются значения: заданной пользователем номинальной мощности СНЭ $sgnn$ и текущей активной мощности СНЭ P_{bus1} .

4.2 Изменение детализации модели

Управляемый источник мощности как основа модели СНЭ не подходит для расчёта электромагнитных переходных процессов. Составная модель при минимальных изменениях может быть адаптирована для работы с ШИМ (PWM) преобразователем, который представляет из себя двухуровневый инвертор напряжения, способный также работать в режиме активного выпрямителя. СНЭ на основе ШИМ-преобразователя на электрической схеме в PowerFactory показана на *рисунке 39*. Кроме преобразователя, её элементами являются фильтровые ёмкость и индуктивность и источник напряжения (противо-ЭДС).

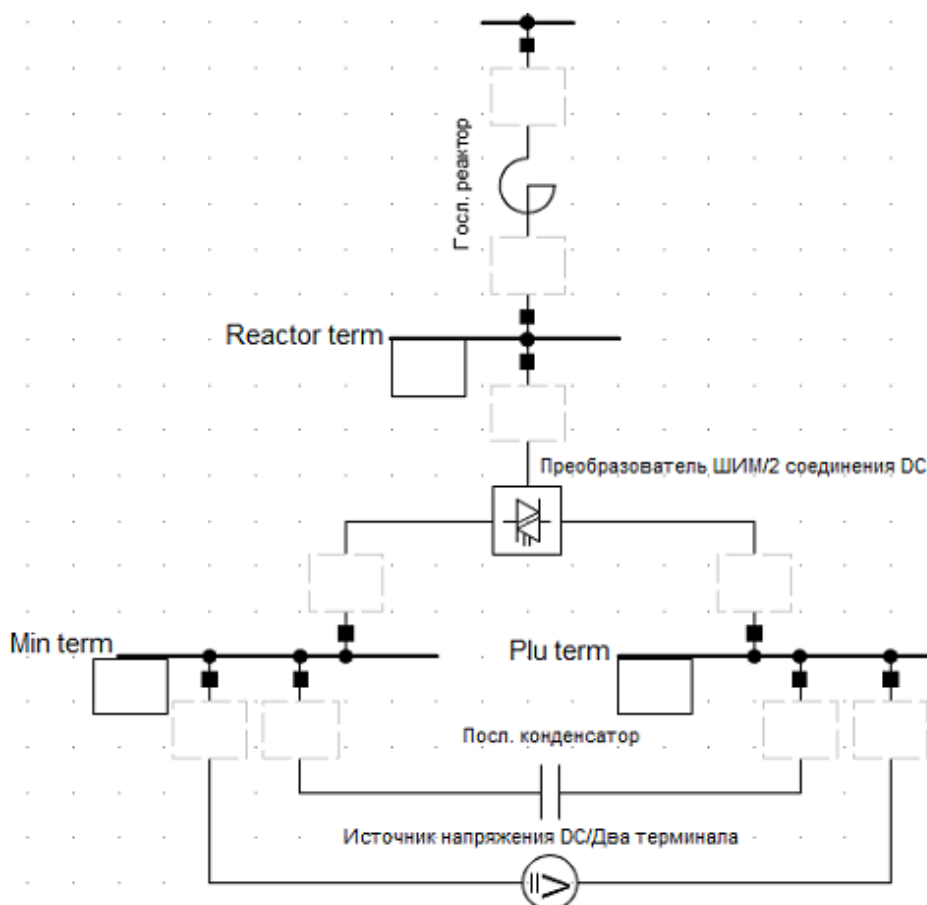


Рисунок 39 – Отображение СНЭ на основе ШИМ-преобразователя на электрической схеме в PowerFactory

Рекомендуемая частота коммутации ключей преобразователя: выше 3 кГц. Увеличение частоты позволяет повысить качество кривых тока и напряжения. При малых значениях они искажены, имеют ступенчатую форму. В настоящей модели выбрана частота, которая реализована в реальной системе управления: 10 кГц (рисунок 40).

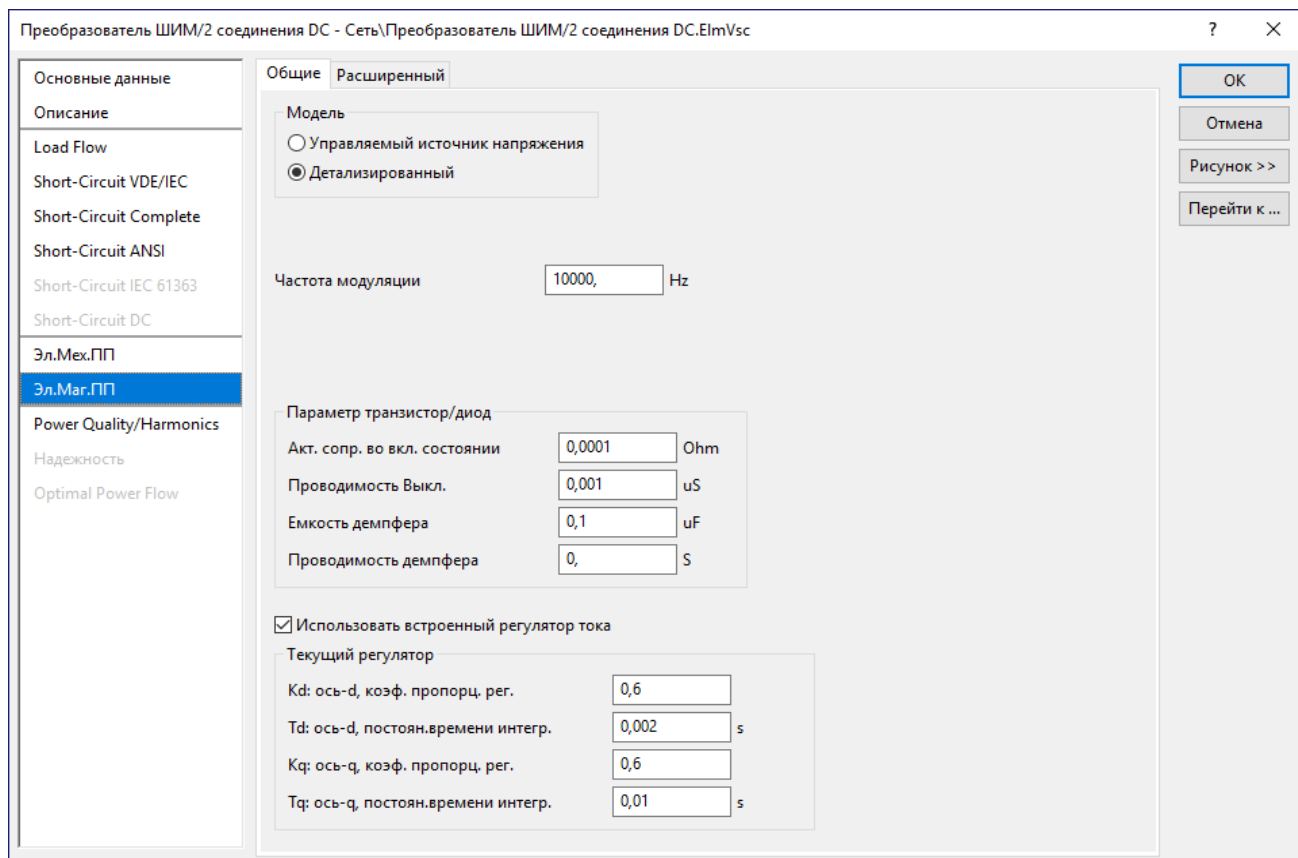


Рисунок 40 – Параметры преобразователя

В системе необходимо наличие фильтровых элементов: как минимум, реактора (дросселя) на стороне AC преобразователя и конденсатора в звене постоянного тока DC (рисунок 39). Выбор элементов осуществляется по высокочастотной составляющей для DC и по первой гармонике для AC.

Выбор параметров фильтровых элементов на стороне AC

В общем случае на стороне AC может потребоваться использование не только дросселя, но и конденсатора. Рассмотрим методику их выбора [13].

Задаёмся падением напряжения на индуктивности дросселя:

$$U_{LAC} = U_{1rms} \max k_{pU} ,$$

где:

$U_{1\ rms\ max}$ – истинное среднеквадратичное напряжение сети (фазное),
 $k_{pU} = 0,05$. В различных случаях k_{pU} подбирается индивидуально в пределах от 0,01 до 0,10. В случае необходимости коррекции значительной несинусоидальности он выбирается бóльшим.

Задаёмся пульсационным током ёмкости:

$$I_{CAC} = I_1 k_{pI},$$

где:

I_1 – ток сети,

$k_{pI} = 0,2$. В различных случаях k_{pI} подбирается индивидуально в пределах от 0,01 до 0,30. В случае необходимости коррекции значительной несинусоидальности он выбирается бóльшим.

Определяем реактивные сопротивления дросселя и конденсатора:

$$X_{LAC} = \frac{U_{LAC}}{I_1},$$

$$X_{CAC} = \frac{U_{1\ rms\ max}}{I_{CAC}}.$$

Определяем индуктивность дросселя и ёмкость конденсатора:

$$L_{AC} = \frac{X_{LAC}}{2\pi f},$$

$$C_{AC} = \frac{1}{2\pi f X_{CAC}},$$

где $f = 50$ Гц – частота сети.

Выбор параметров фильтровых элементов на стороне DC

В общем случае на стороне DC может потребоваться использование не только конденсатора, но и дросселя (в настоящей модели его нет, т.к. содержание пульсационной составляющей в токе низкое – около 1%). Рассмотрим методику их выбора [13].

Задаёмся переменной высокочастотной составляющей тока, протекающего через дроссель и конденсатор:

$$I_{DC f_k} = I_{акб} k_{pI},$$

где:

$I_{акб}$ – ток подсистемы накопления,

$$k_{pI} = 0,05.$$

Задаёмся пульсациями напряжения на конденсаторе и дросселе:

$$U_{DC f_k} = U_{акб} k_{pU},$$

где:

$U_{акб}$ – напряжение подсистемы накопления,

$$k_{pU} = 0,05.$$

Определяем реактивное сопротивление реактора и дросселя

$$X_{LDC} = X_{CDC} = X_{DC}:$$

$$X_{DC} = \frac{U_{DC f_k}}{I_{DC f_k}}$$

Определяем индуктивность дросселя и ёмкость конденсатора:

$$L_{DC} = \frac{X_{DC}}{2\pi f_k},$$

$$C_{DC} = \frac{1}{2\pi f_k X_{DC}},$$

где f_k – частота коммутации (равна частоте опорного сигнала).

Структура составной модели

На *рисунке 41* показан фрейм составной модели СНЭ, работающей на основе ШИМ-преобразователя.

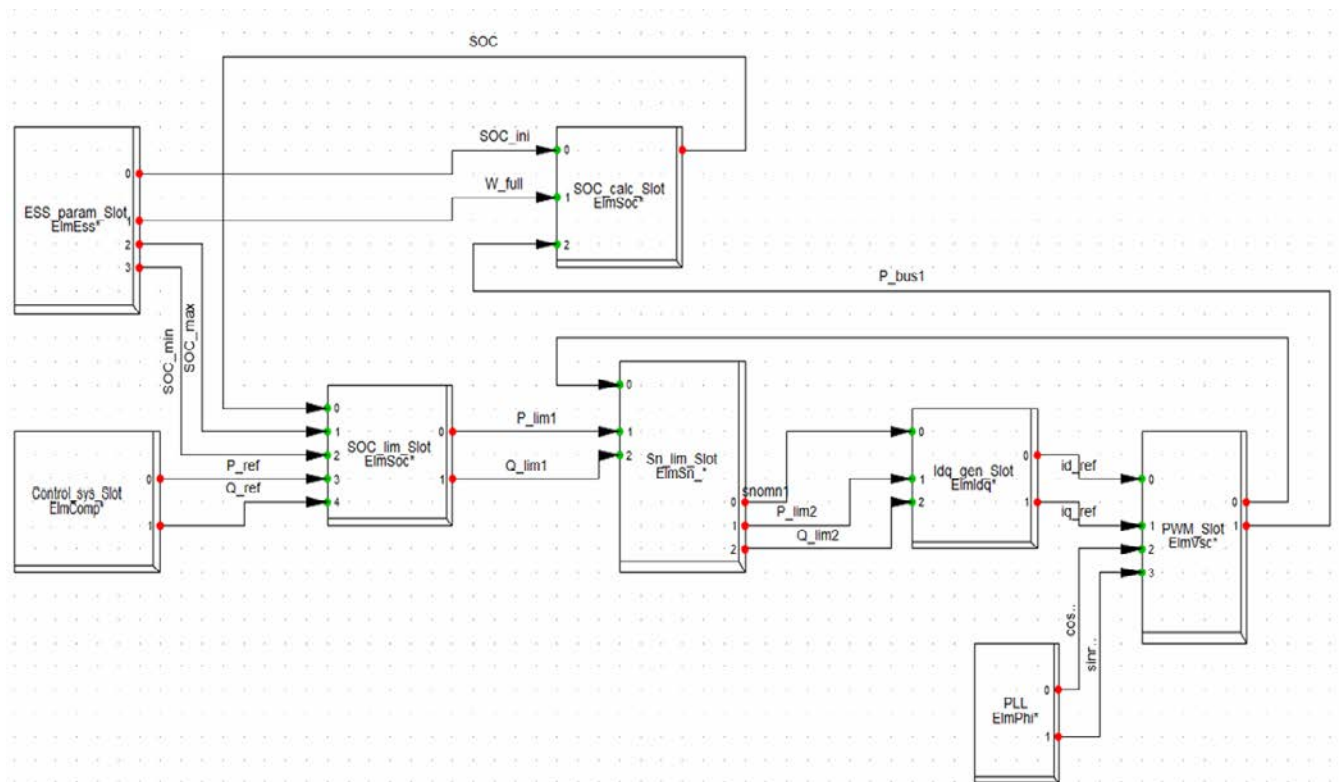


Рисунок 41 – Фрейм составной модели СНЭ, работающей на основе ШИМ-преобразователя

В отличие от фрейма модели СНЭ с управляемым источником мощности, здесь после наложения ограничений на сигнал требуемой мощности он преобразуется в i_d и i_q (в слоте Idq gen) и подаётся на преобразователь (слот PWM), который выдаёт/потребляет мощность согласно подаваемому сигналу.

Стоит отметить, что управлять данным преобразователем в PowerFactory возможно напрямую через dq -составляющие тока задания (i_{d_ref} , i_{q_ref}), где

id_{ref} – составляющая, определяющая амплитуду тока, а iq_{ref} – фазу тока относительно фазы напряжения синхронизации.

При получении импульсов управления преобразователем требуется два сигнала – опорный (частота которого в данном случае равна 10 кГц) и модулирующий, чья амплитуда и фаза заложена в составляющих id_{ref} , iq_{ref} . Эти составляющие возможно получить при помощи блока преобразования Парка « $ABC-dq0$ », где ABC – это фазные токи (взяты с датчиков тока), $dq0$ – это составляющие фазных токов (d – амплитуда, q – фаза, 0 – постоянная составляющая). И наоборот, зная id_{ref} , iq_{ref} , через обратное преобразование « $dq0-ABC$ » можно получить требуемый модулирующий сигнал, с помощью которого формируются импульсы управления (u_a , u_b , u_c – сигналы зажигания блока PWM).

Однако в настоящей модели не требуется двойное преобразование сигналов, т.к. пока не предусмотрено её использование для расчёта использования СНЭ для улучшения гармонического состава кривой тока (данный функционал – в разработке), что можно сделать только через непосредственно мгновенное значение этой кривой, полученное после « $dq0-ABC$ » преобразования. Поэтому используются напрямую id_{ref} , iq_{ref} составляющие, которые определяют величину активной и реактивной мощности. Величина id_{ref} соответствует активной мощности в относительных единицах, iq_{ref} – реактивной мощности в относительных единицах. Синхронизирующее напряжение, в свою очередь, формируется в слоте PLL.

Слот формирования сигналов управления преобразователем

В слот формирования сигналов управления преобразователем (Idq gen) помещён фрейм, показанный на *рисунке 42*, где требуемые P и Q (с учётом ограничения) делятся на полную номинальную мощность. Так формируются сигналы id_{ref} и iq_{ref} .

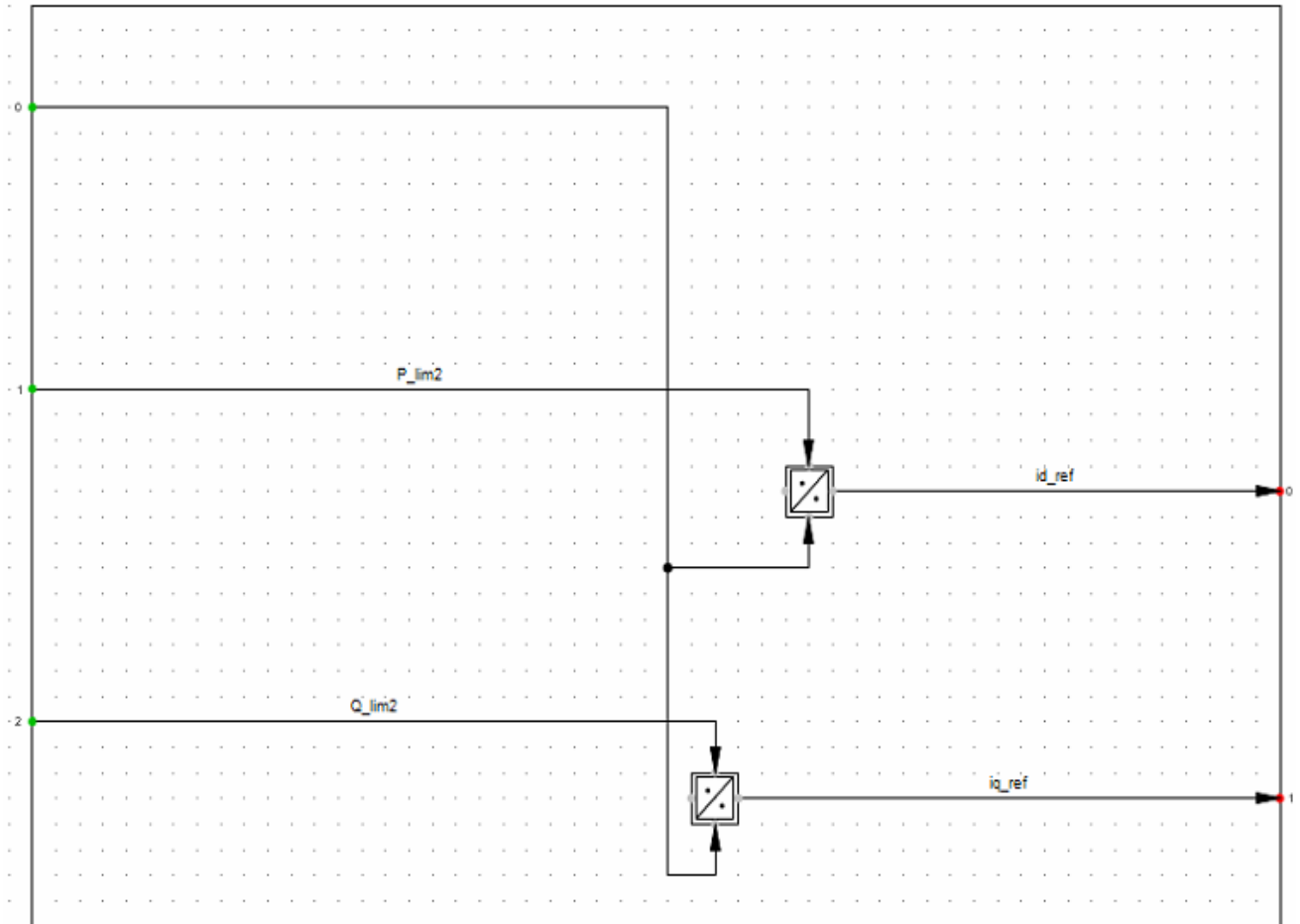


Рисунок 42 – Фрейм формирования сигналов управления преобразователем
Слот формирования синхронизирующего напряжения

В слот формирования синхронизирующего напряжения (PLL) помещён стандартный PLL-блок PowerFactory (рисунок 43). Синхронизация осуществляется с напряжением внешней сети (или другого источника напряжения).

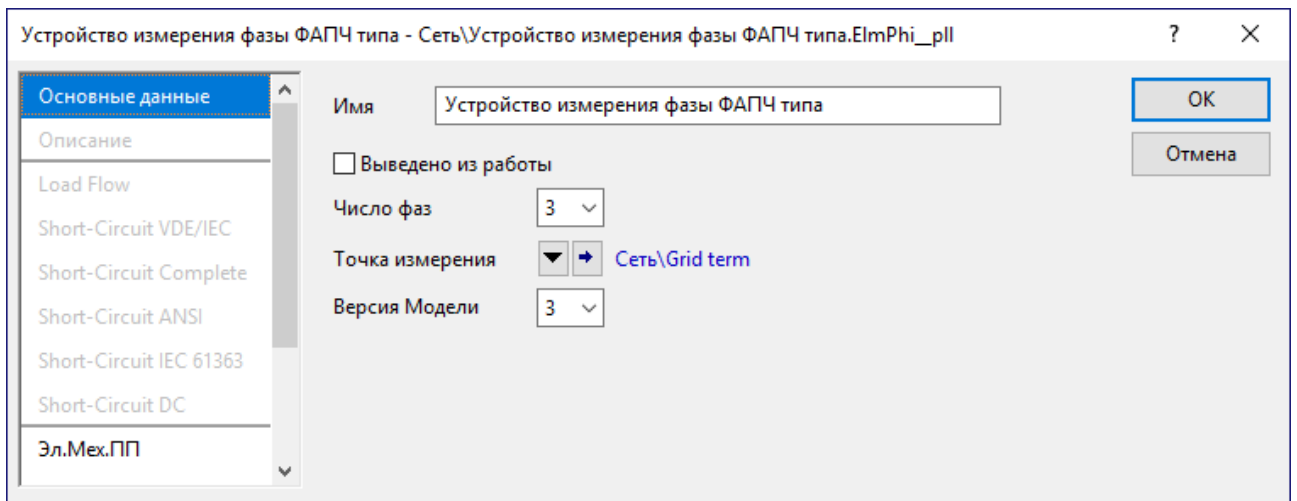


Рисунок 43 – Настройки блока PLL

Слот преобразователя (PWM)

В слот PWM помещена связь с ШИМ-преобразователем. Для согласования сигналов с силовой частью требуется настройка ПИ-регулятора, который встроен в ШИМ-преобразователь. На *рисунке 40* приведены данные этого регулятора по d - и q -составляющим.

Тестовые расчёты модели СНЭ по мгновенным значениям

В качестве примера расчётов электромагнитных переходных процессов (по мгновенным значениям) с использованием модели СНЭ рассмотрены три случая. Во всех трёх на СНЭ подается сигнал управления (i_{d_ref} , i_{q_ref}) в виде синусоиды частотой 12 Гц с амплитудой, соответствующей мощности 50 кВт (реактивная мощность равна 0).

В первом случае параметры системы накопления выбраны таким образом, чтобы возможности по выдаче/потреблению активной мощности СНЭ совпадали с требуемой мощностью, которая определяется сигналом управления. На *рисунке 44* приведены расчётные осциллограммы этого опыта.

Во втором опыте была уменьшена номинальная энергоемкость СНЭ с целью выхода на ограничение по минимальному уровню заряда (10%). Остальные условия не изменились. Результаты работы модели представлены на *рисунке 45*. Как видно из осциллограммы, СНЭ не разряжается ниже заданного уровня (10%).

В третьем опыте по отношению к первому была уменьшена номинальная мощность преобразователя с величины 100 кВт до 25 кВт. Управляющий сигнал остался неизменным. Как видно на *рисунке 46*, выдаваемая/потребляемая мощность СНЭ ограничивается на уровне 25 кВт.

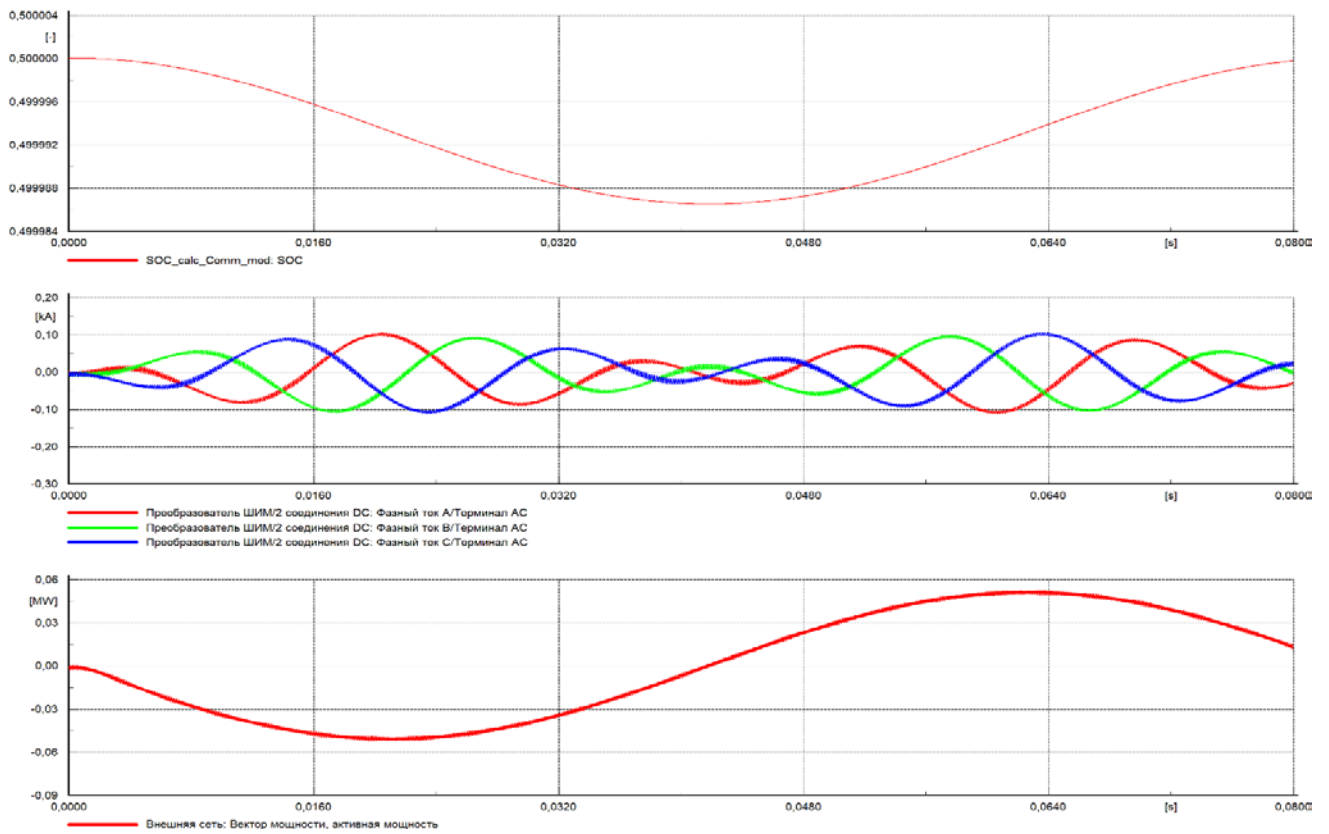


Рисунок 44 – Работа СНЭ, не выходящей на ограничения (сверху вниз: уровень заряда, о.е.; мгновенные токи фаз, кА; активная мощность от СНЭ в сеть, МВт)

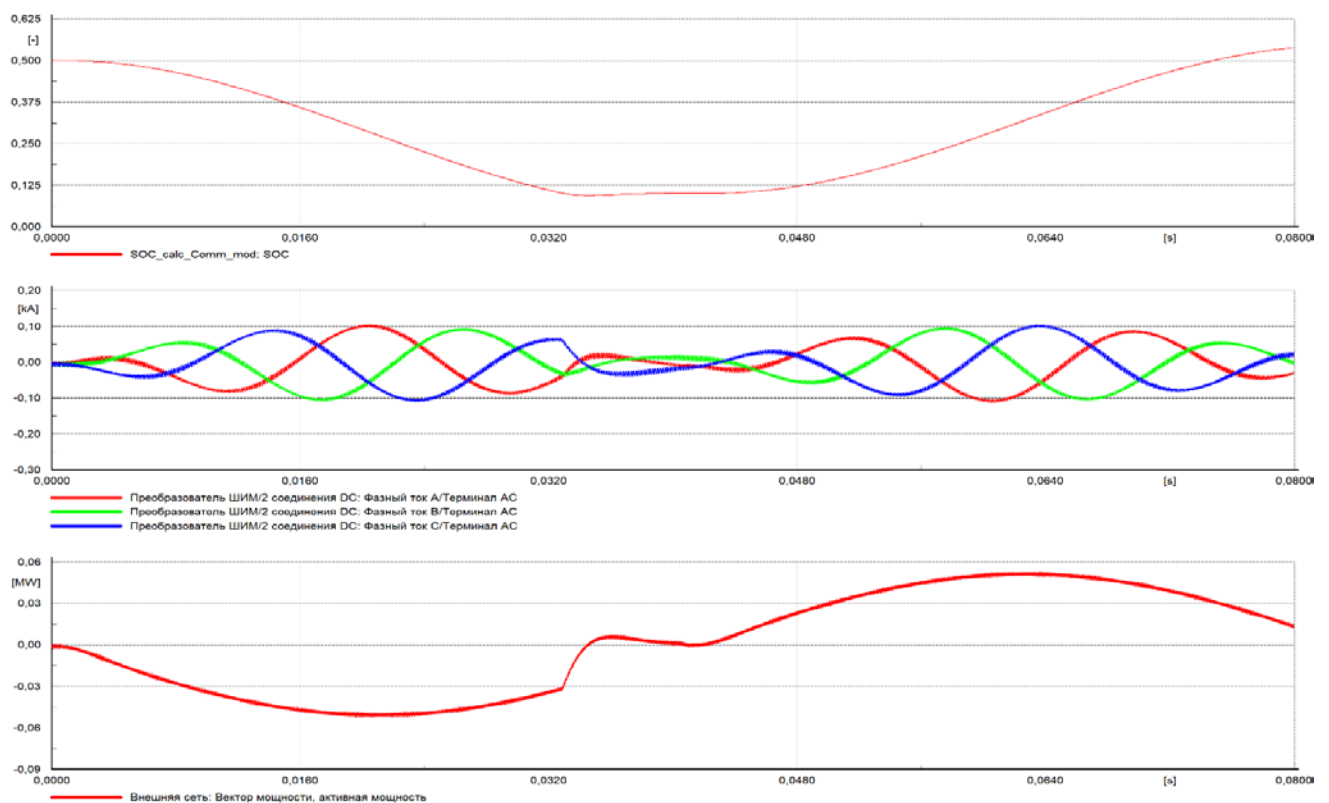


Рисунок 45 – Работа СНЭ, выходящей на предел по минимальному уровню заряда (сверху вниз: уровень заряда, о.е.; мгновенные токи фаз, кА; активная мощность от СНЭ в сеть, МВт)

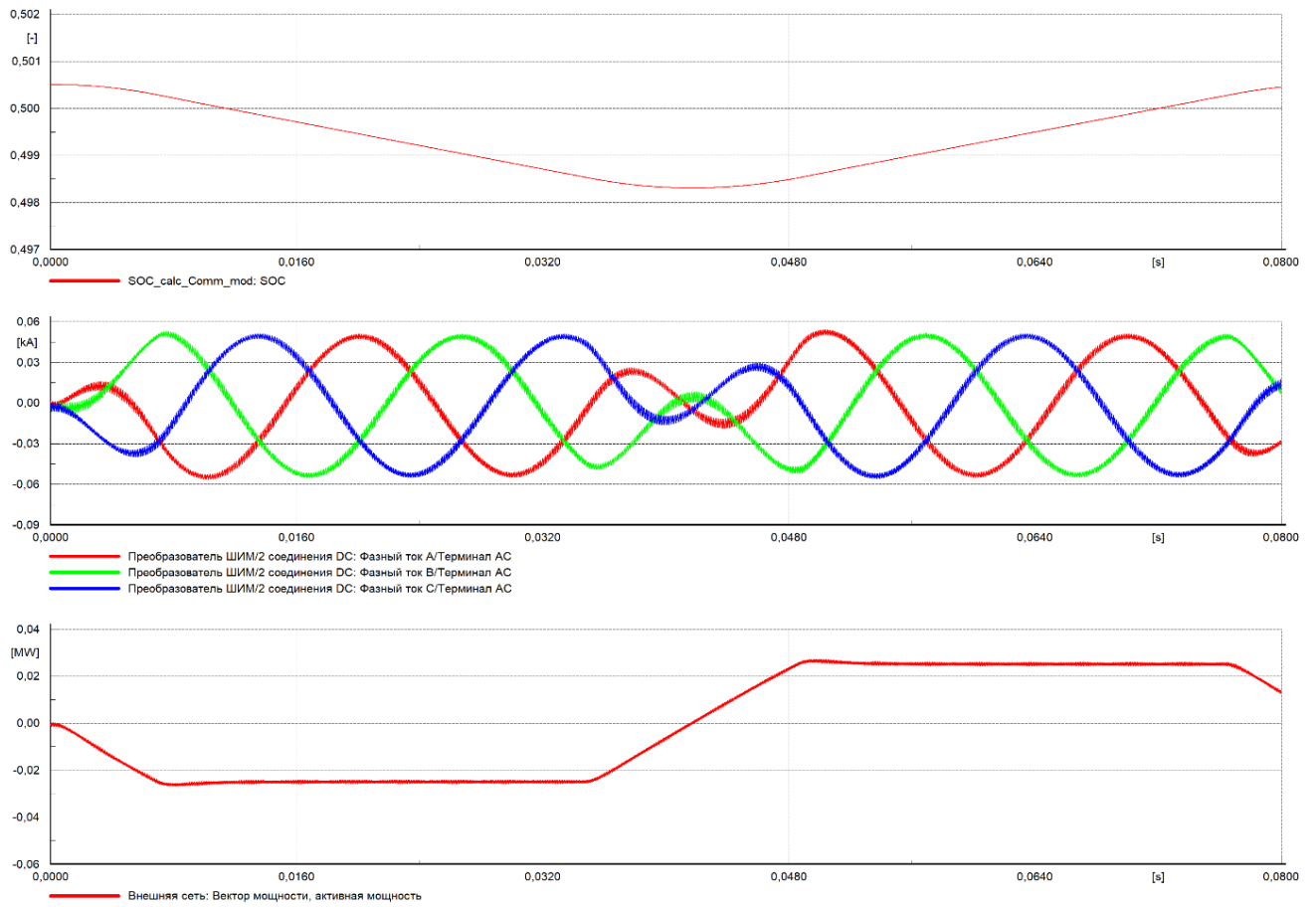


Рисунок 46 – Работа СНЭ, выходящей на предел по номинальной мощности преобразователя (сверху вниз: уровень заряда, о.е.; мгновенные токи фаз, кА; активная мощность от СНЭ в сеть, МВт)

5 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДЕЛИ СНЭ

5.1 Применение СНЭ для обеспечения сохранения устойчивости параллельной работы синхронных генераторов

Рассмотрим классическую схему, описанную в [14].

На *рисунке 47* изображена составленная в PowerFactory схема электропередачи, передающей мощность в систему. Параметры элементов электропередачи взяты из [14].

Эквивалентный генератор: $S_{\text{ном}} = 400$ МВА, $U_{\text{ном}} = 10,5$ кВ, $\cos\varphi_{\text{ном}} = 0,85$, $x'_d = 0,235$, $x_2 = 0,164$, $T_J = 7$ с.

Трансформатор Т1: $S_{\text{ном}} = 360$ МВА, $u_k = 12\%$, $K = 10,5/248$.

Трансформатор Т2: $S_{\text{ном}} = 340$ МВА, $u_k = 12\%$, $K = 220/121$.

Линии электропередачи Л1 и Л2: $l = 225$ км, $x_1 = 0,4$ Ом/км, $x_0 = 1,2$ Ом/км.

Нагрузка: $P_{\text{н}} = 50$ МВт, $\cos\varphi_{\text{н}} = 0,85$.

Электропередача выдаёт в систему мощность 225 МВт с $\cos\varphi_c = 0,9$.
Напряжение на шинах системы поддерживается равным 118 кВ.

Пусть система накопления энергии (эквивалентная) подключена к тем же шинам, что и эквивалентный генератор, но пока не задействована.

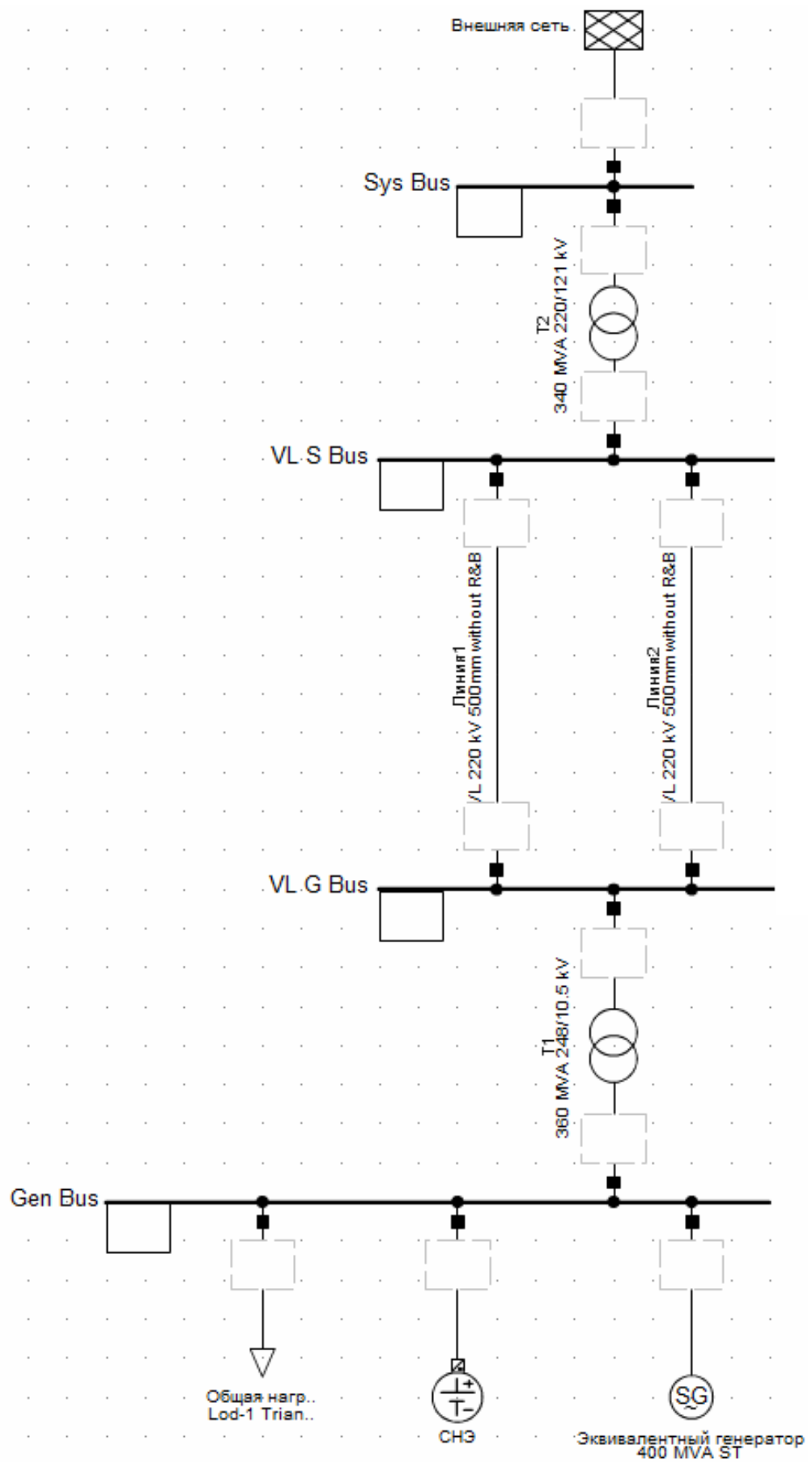


Рисунок 47 – Схема электропередачи в PowerFactory

5.1.1 Обеспечение сохранения устойчивости при потере связи с системой

Рассчитаем электромеханический переходный процесс при потере электрической связи генератора и системы и её восстановлении через 0,3 с.

Результаты расчёта в PowerFactory приведены на *рисунке 48*. Для сравнения расчёт был произведён также в программно-вычислительном комплексе MUSTANG (*рисунк 49*).

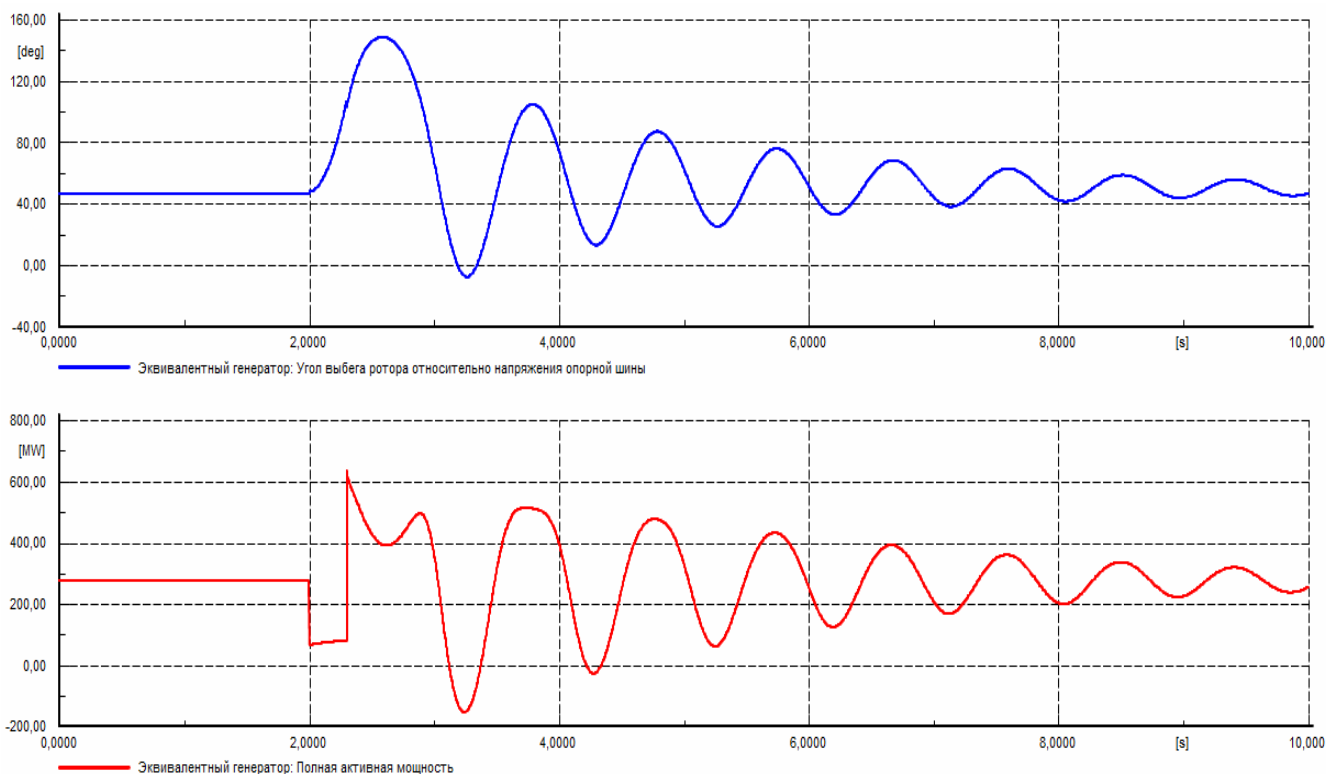


Рисунок 48 – Переходный процесс в PowerFactory при потере связи с системой и её восстановлении через 0,3 с (сверху вниз: угол ротора генератора относительно напряжения системы, град.; активная мощность генератора, МВт)

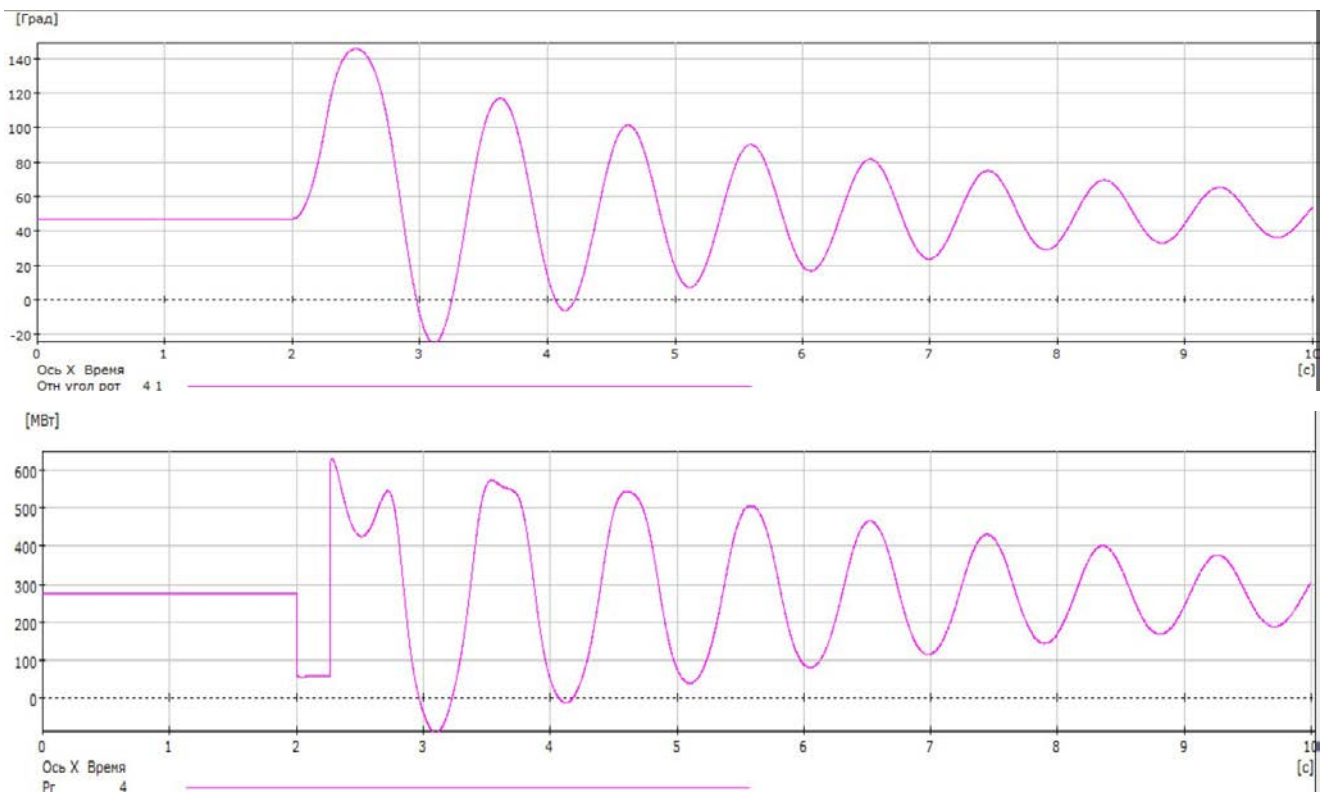


Рисунок 49 – Переходный процесс в MUSTANG при потере связи с системой и её восстановлении через 0,3 с (сверху вниз: угол ротора генератора относительно напряжения системы, град.; активная мощность генератора, МВт)

Итак, результаты расчёта в PowerFactory с высокой точностью совпадают с расчётом в MUSTANG. В дальнейшем будем приводить осциллограммы только из PowerFactory.

В рассмотренном случае (потеря связи на 0,3 с) устойчивость параллельной работы была сохранена.

Рассчитаем электромеханический переходный процесс при потере электрической связи генератора и системы и её восстановлении через 0,4 с. Результаты расчёта приведены на *рисунке 50*.

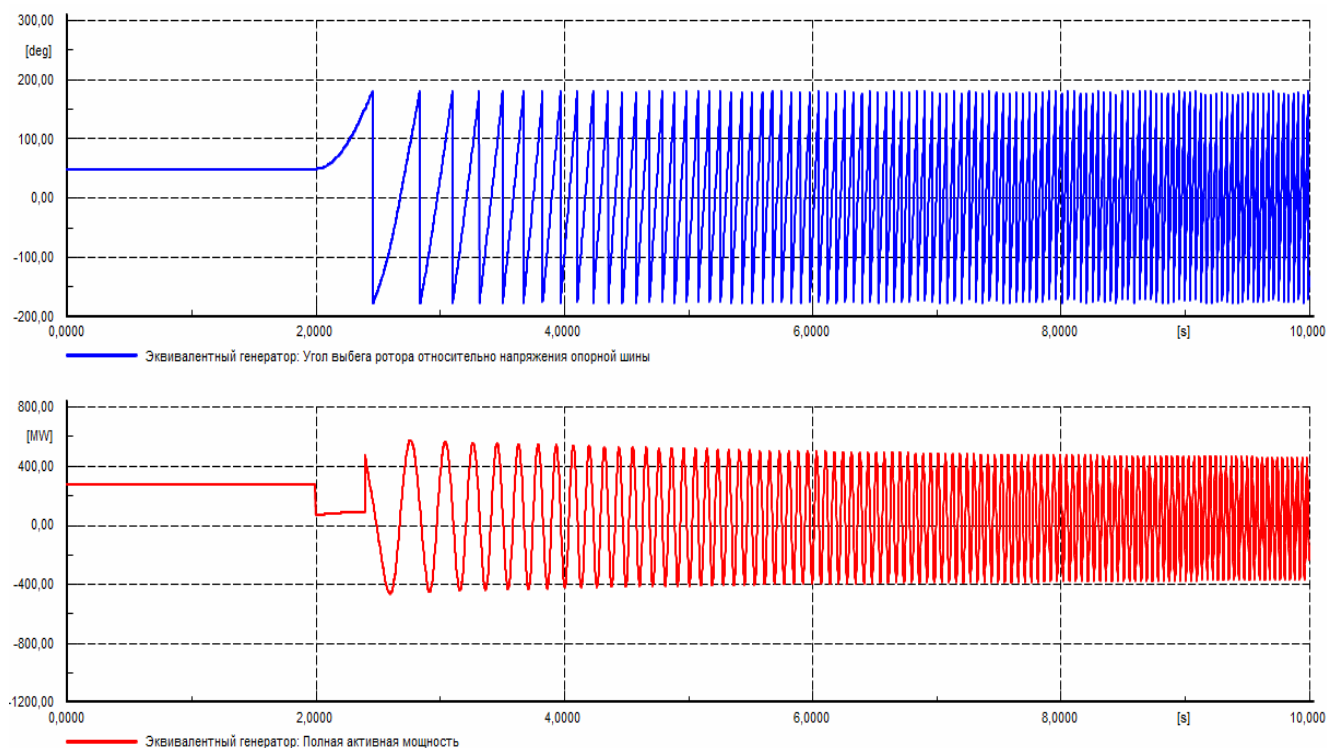


Рисунок 50 – Переходный процесс при потере связи с системой и её восстановлении через 0,4 с (сверху вниз: угол ротора генератора относительно напряжения системы, град.; активная мощность генератора, МВт)

В рассмотренном случае (потеря связи на 0,4 с) устойчивость параллельной работы была нарушена.

В течение времени отсутствия связи с системой генератор разгоняется (т.к. электрическая мощность ниже мощности турбины). Для замедления увеличения скорости генератора можно использовать СНЭ, которая будет потреблять активную мощность в течение времени отсутствия связи с системой. По своей сути эта операция близка к электрическому торможению.

При помощи нескольких расчётов можно подобрать минимальную мощность, которую должна потреблять СНЭ для обеспечения сохранения устойчивости.

Подбором с шагом 5 МВт определено, что устойчивость сохраняется при потреблении СНЭ мощности 70 МВт (рисунок 51) в течение 0,4 с. При этом к начальному моменту времени потери связи с системой СНЭ должна иметь «свободную» ёмкость для накопления: $70 \text{ МВт} \cdot 0,4 \text{ с} = 28 \text{ МВт} \cdot \text{с} = 7,778 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$.

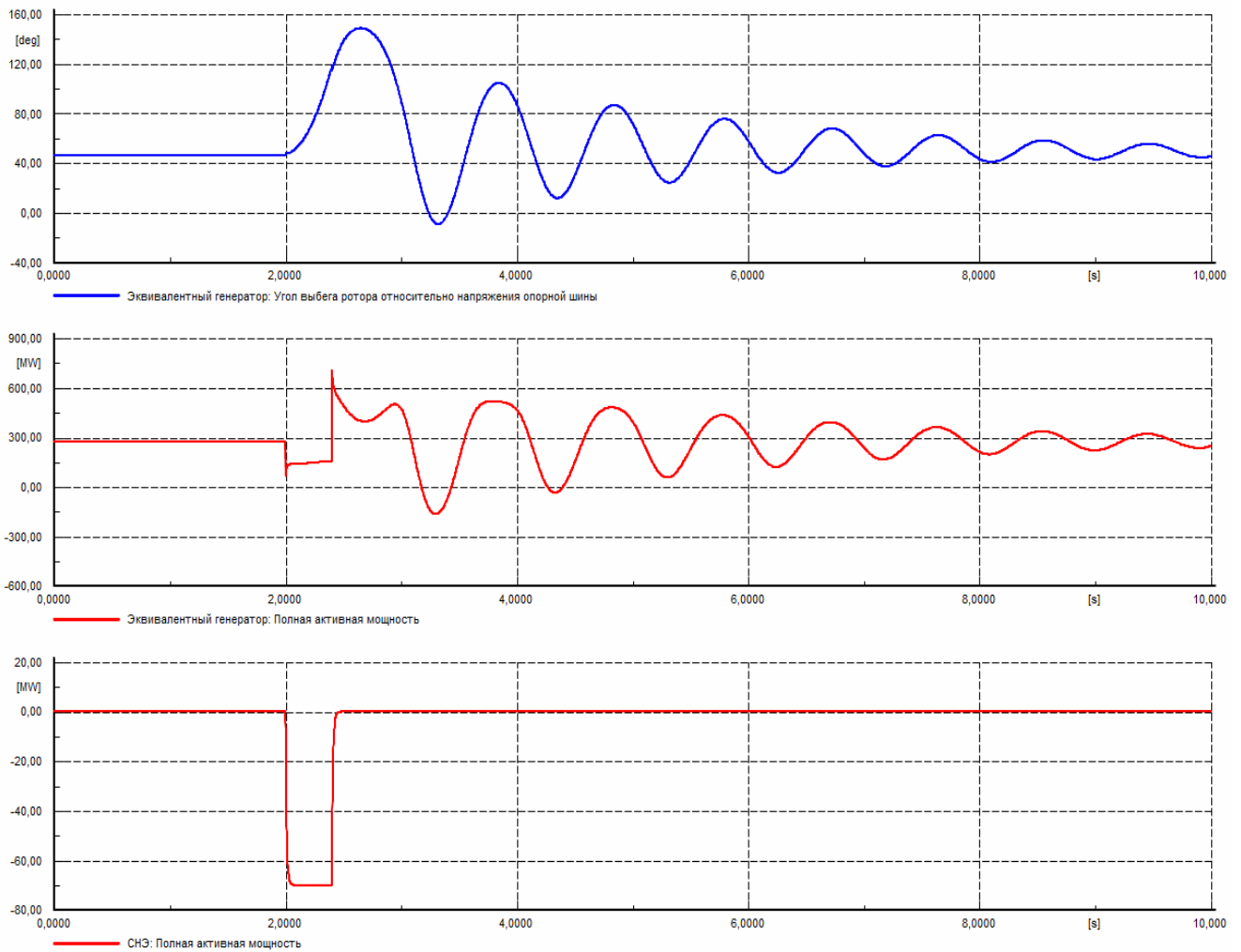


Рисунок 51 – Переходный процесс при потере связи с системой и её восстановлении через 0,4 с при задействовании СНЭ (сверху вниз: угол ротора генератора относительно напряжения системы, град.; активная мощность генератора, МВт; активная мощность СНЭ, МВт)

Фрейм системы управления СНЭ, используемой для реализации данной функции, приведён на *рисунке 52*. Система управления позволяет задавать величины активной и реактивной мощности СНЭ P_{et} , Q_{et} на промежутке времени $[t1; t2]$.

Определение блока - Предопределенные пользователем модели\PQ_inp_Frame.BlkDef

Основные опции	Дополнительные уравнения
Уравнения	<pre>inc(t) = time() inc(P_ref) = 0 inc(Q_ref) = 0 t = time() P_ref = select((t>=t1).and.(t<=t2), P_et, 0) Q_ref = select((t>=t1).and.(t<=t2), Q_et, 0)</pre>
Описание	
Version	

Рисунок 52 – Фрейм системы управления СНЭ для выдачи/потребления постоянной мощности на заданном интервале времени

Определим мощность (и энергию), которую должна потребить СНЭ для обеспечения сохранения устойчивости, в зависимости от продолжительности потери связи с системой. Принято, что СНЭ потребляет мощность на интервале времени от потери связи с системой до её восстановления. Полученные зависимости приведены на *рисунке 53*.

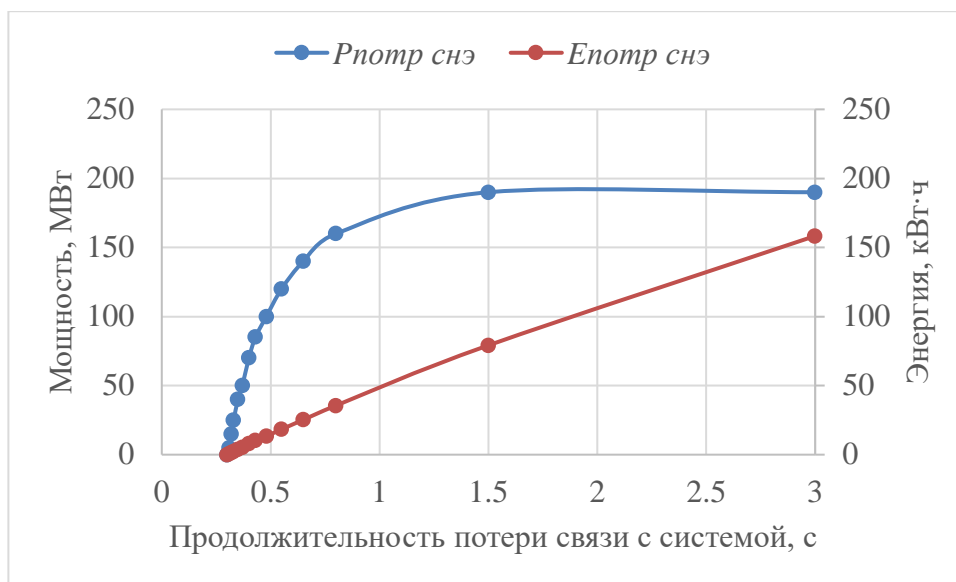


Рисунок 53 – Зависимость мощности СНЭ и энергии, потребляемой СНЭ для сохранения устойчивости, от продолжительности потери связи

При потере связи длительностью 0,3 с и менее устойчивость сохраняется и без СНЭ. При кратковременной потере связи (0,3 с ... 1,5 с) необходимая для сохранения устойчивости мощность сильно зависит от продолжительности потери связи. При длительной потере связи (более 1,5 с) связи мощность не зависит от продолжительности потери связи и постоянно при неизменном доаварийном режиме. Значение потребляемой энергии ожидаемо увеличивается с увеличением продолжительности потери связи.

5.1.2 Обеспечение сохранения устойчивости при трёхфазном КЗ

Рассчитаем электромеханический переходный процесс в сети, показанной на *рисунке 47*, при трёхфазном коротком замыкании на Линии 2 вблизи от шин «VL G Bus». Короткое замыкание происходит в момент времени $t = 2$ с, через время $\Delta t_{\text{кз}}$ повреждённая линия отключается.

Результаты расчёта при $\Delta t_{кз} = 0,2$ с приведены на *рисунке 54*. Устойчивость параллельной работы нарушается.

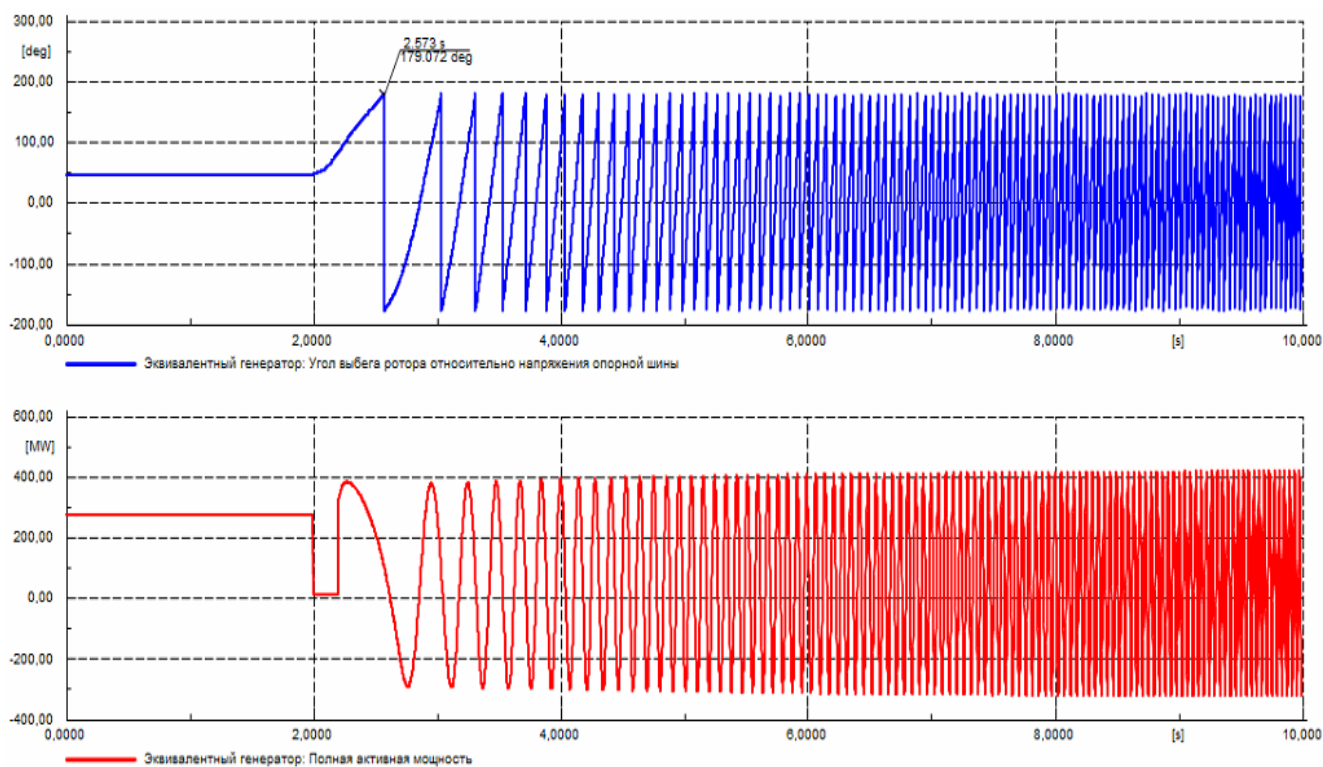


Рисунок 54 – Переходный процесс при трёхфазном КЗ с $\Delta t_{кз} = 0,2$ с (сверху вниз: угол ротора генератора относительно напряжения системы, град.; активная мощность генератора, МВт)

Как и в течение времени отсутствия связи с системой, в течение короткого замыкания генератор разгоняется (т.к. электрическая мощность ниже мощности турбины). Для замедления увеличения скорости генератора можно использовать СНЭ.

В общем случае СНЭ не может потреблять и выдавать мощность во время короткого замыкания. Пусть СНЭ будет потреблять активную мощность с момента отключения повреждённой линии до момента достижения углом ротора генератора значения 180° (определённого по графику переходного процесса без СНЭ).

При помощи нескольких расчётов можно подобрать минимальную мощность, которую должна потреблять СНЭ для обеспечения сохранения устойчивости.

Подбором с шагом 5 МВт определено, что устойчивость сохраняется при потреблении СНЭ мощности 65 МВт (рисунки 54-55) в течение $\Delta t_{\text{потр}} = 0,37$ с. При этом к начальному моменту времени СНЭ должна иметь «свободную» ёмкость для накопления 6,681 кВт·ч.

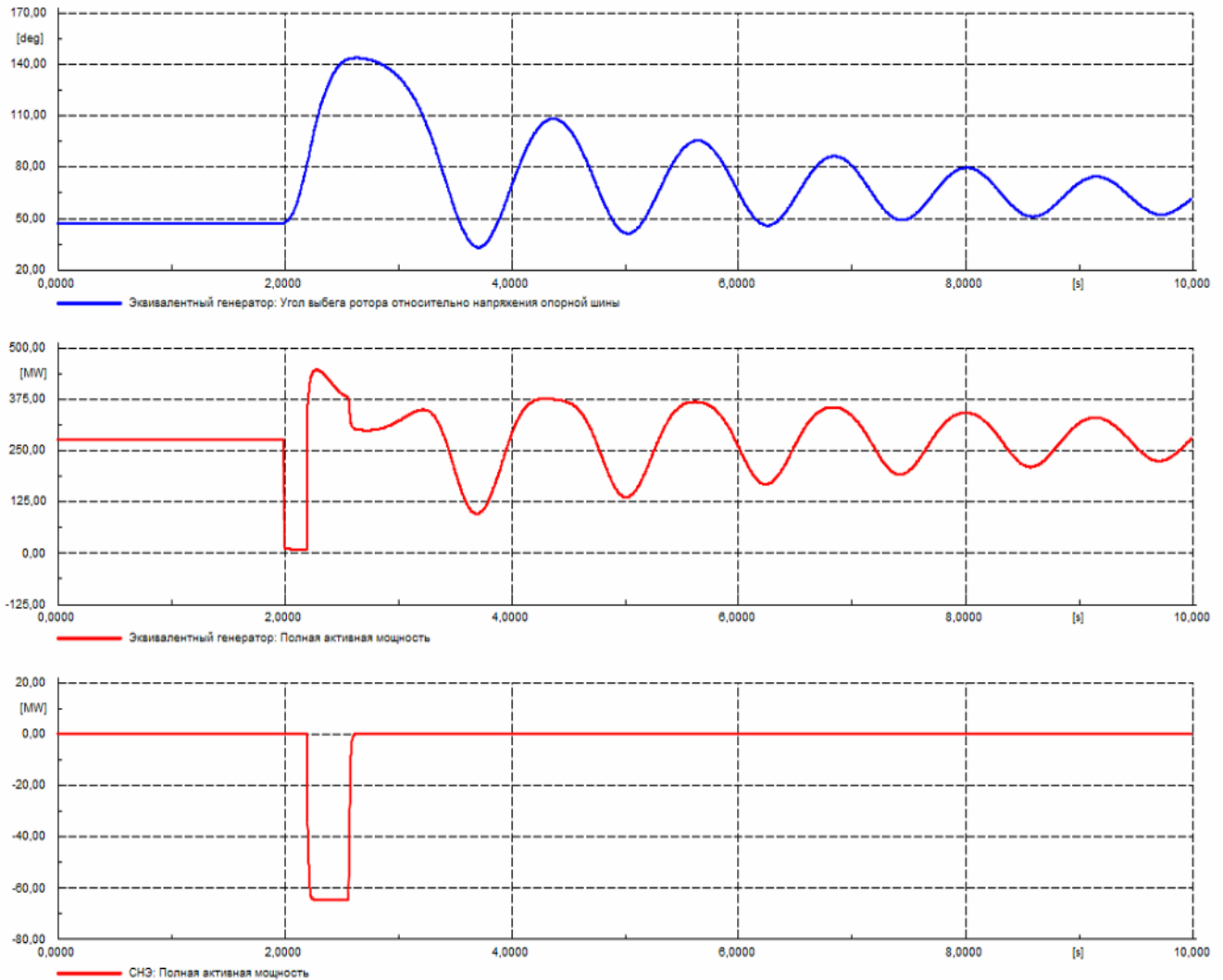


Рисунок 55– Переходный процесс при трёхфазном КЗ с $\Delta t_{\text{кз}} = 0,2$ с при задействовании СНЭ (сверху вниз: угол ротора генератора относительно напряжения системы, град.; активная мощность генератора, МВт; активная мощность СНЭ, МВт)

Определим мощность (и энергию), которую должна потребить СНЭ для обеспечения сохранения устойчивости, в зависимости от продолжительности короткого замыкания. Полученные зависимости приведены на рисунке 56. При $\Delta t_{\text{кз}} \leq 0,16$ с устойчивость сохраняется без задействия СНЭ.

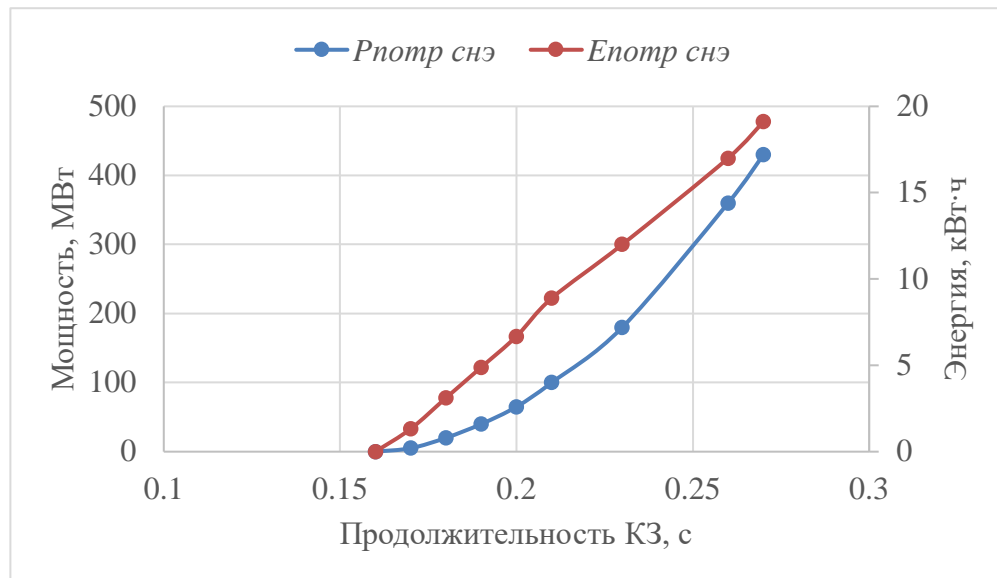


Рисунок 56 – Зависимость мощности СНЭ и энергии, потребляемой СНЭ для сохранения устойчивости, от продолжительности КЗ

При увеличении длительности КЗ угол ротора генератора быстрее достигает 180° – в соответствии с принятым условием время потребления мощности СНЭ снижается (рисунок 57), поэтому необходимое для сохранения устойчивости значение потребляемой мощности значительно возрастает (рисунок 56). Для снижения величины мощности следует производить подбор $\Delta t_{\text{потр}}$ итеративно (на первой итерации по графику без задействования СНЭ, а далее – со СНЭ). В этом случае $\Delta t_{\text{потр}}$ увеличивается, а необходимое значение потребляемой мощности уменьшается.

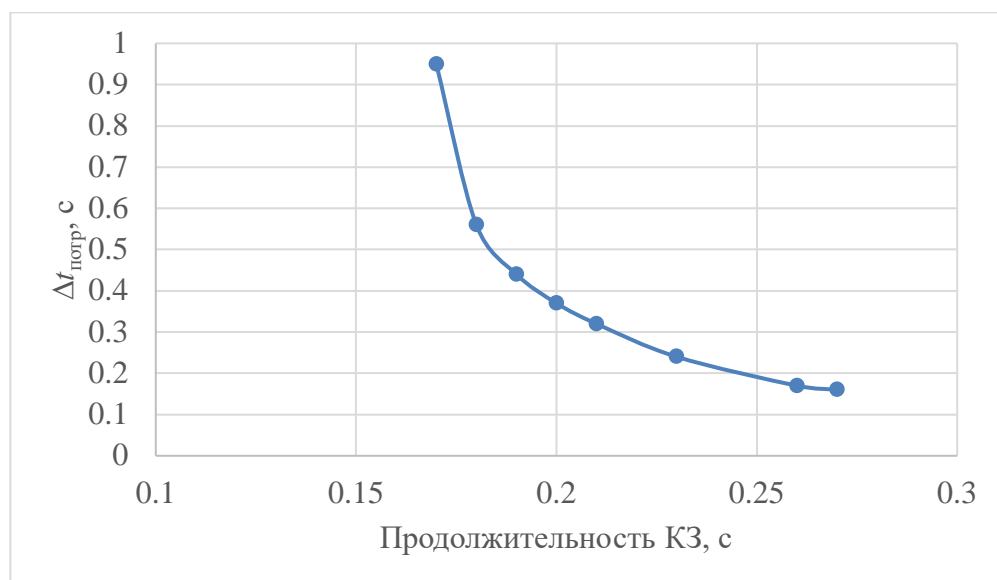


Рисунок 57 – Зависимость времени потребления мощности СНЭ от продолжительности КЗ

5.1.2 Обеспечение сохранения устойчивости при несимметричных КЗ

Рассчитаем электромеханические переходные процессы в сети, показанной на *рисунке 47*, при КЗ на Линии 2 вблизи от шин «VL G Bus»: при двухфазном КЗ, при однофазном КЗ, при двухфазном КЗ на землю. Короткое замыкание происходит в момент времени $t = 2$ с, через время $\Delta t_{кз}$ повреждённая линия отключается.

Как и при трёхфазном КЗ, для обеспечения сохранения устойчивости параллельной работы после КЗ можно использовать СНЭ.

Аналогично рассмотренному выше случаю принято, что СНЭ будет потреблять активную мощность с момента отключения повреждённой линии до момента достижения углом ротора генератора значения 180° (определённого по графику переходного процесса без СНЭ).

Определим мощность (и энергию), которую должна потребить СНЭ для обеспечения сохранения устойчивости, в зависимости от продолжительности короткого замыкания при различных видах несимметричных коротких замыканий. Полученные зависимости приведены на *рисунках 58, 60, 62*. Продолжительность потребления мощности СНЭ при различной продолжительности КЗ при различных видах КЗ приведена на *рисунках 59, 61, 63*.

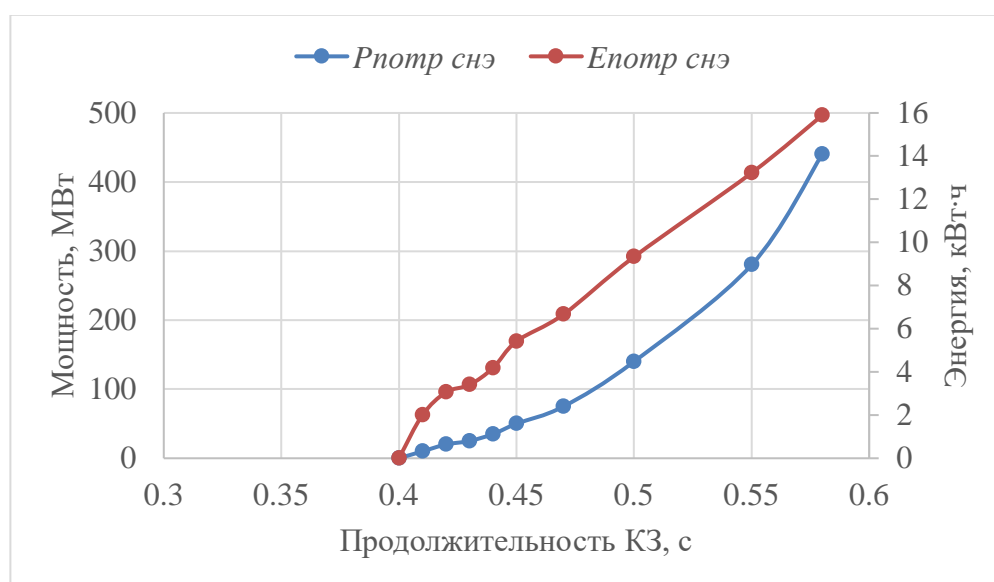


Рисунок 58 – Зависимость мощности СНЭ и энергии, потребляемой СНЭ для сохранения устойчивости, от продолжительности двухфазного КЗ

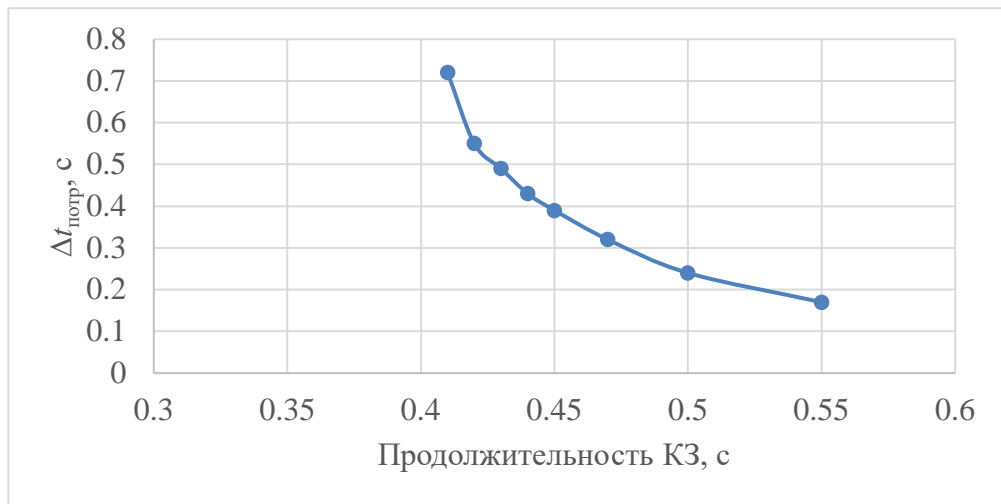


Рисунок 59 – Зависимость времени потребления мощности СНЭ от продолжительности двухфазного КЗ

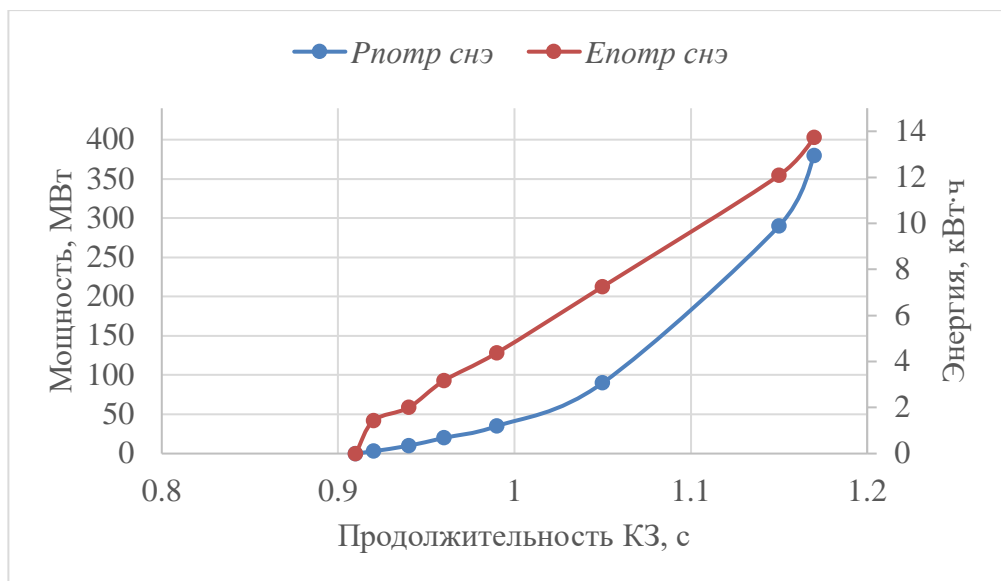


Рисунок 60 – Зависимость мощности СНЭ и энергии, потребляемой СНЭ для сохранения устойчивости, от продолжительности однофазного КЗ

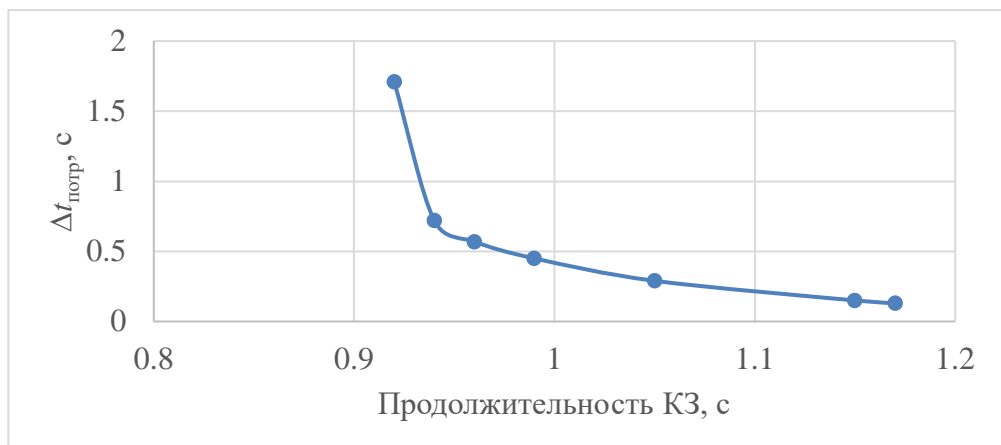


Рисунок 61 – Зависимость времени потребления мощности СНЭ от продолжительности однофазного КЗ

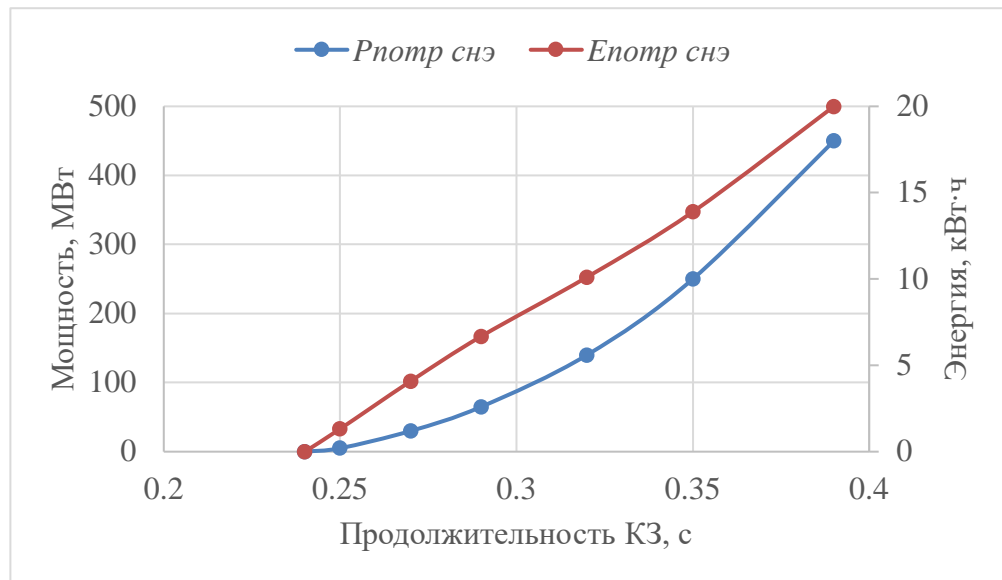


Рисунок 62 – Зависимость мощности СНЭ и энергии, потребляемой СНЭ для сохранения устойчивости, от продолжительности двухфазного КЗ на землю

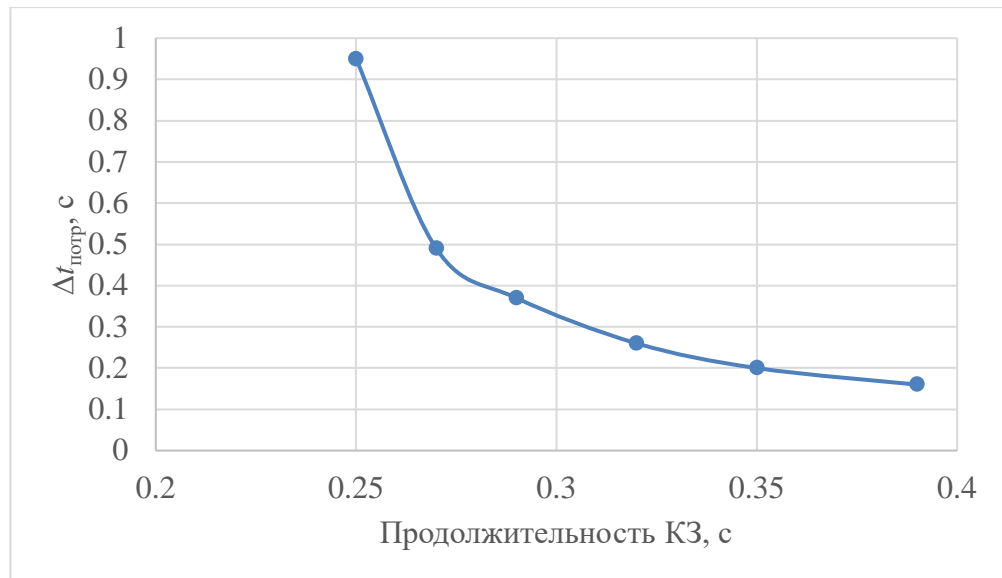


Рисунок 63 – Зависимость времени потребления мощности СНЭ от продолжительности двухфазного КЗ на землю

Итак, СНЭ может использоваться для обеспечения сохранения устойчивости параллельной работы после коротких замыканий, однако чем тяжелее вид короткого замыкания и больше его длительность, тем большая мощность и энергоёмкость требуются от СНЭ.

5.2 Применение СНЭ для ограничения скорости изменения мощности нагрузки

Как было сказано в п. 1.3.3, компенсация резких изменений мощности нагрузки – одно из основных назначений СНЭ [15]. В качестве объекта с

резкопеременной нагрузкой рассмотрим автономную систему электроснабжения куста нефтяных скважин месторождения в Красноярском крае. Электроснабжение осуществляется на напряжении 6 кВ тремя дизель-генераторными установками Cummins мощностью по 1000 кВт (1250 кВА) каждая. Эквивалентная схема электроснабжения куста представлена на *рисунке 64*.

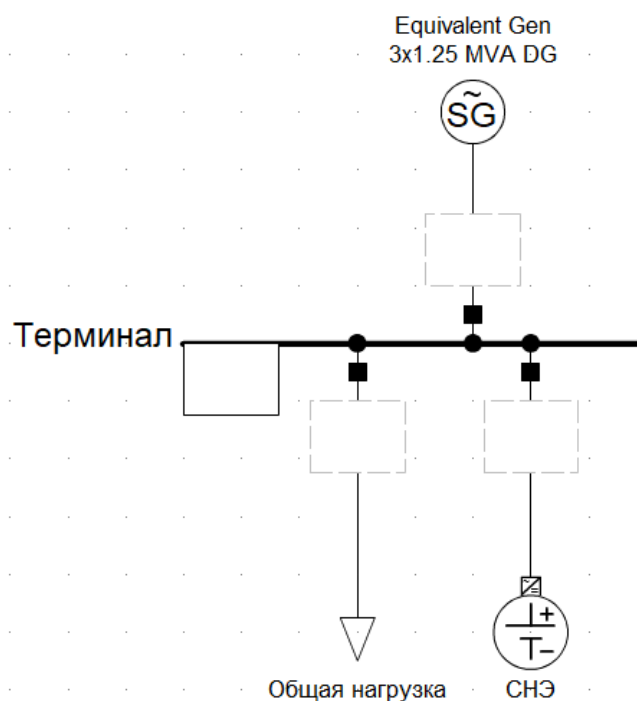


Рисунок 64 – Эквивалентная схема электроснабжения объекта

Ввиду отсутствия точных параметров ДГУ, установленных на месторождении, в работе использованы стандартные параметры для ДГУ близкой мощности из библиотеки PowerFactory. Параметры ДГУ представлены на *рисунке 65*.

Модель **Стандарт** Входные параметры **Данные короткого замыка**

Детальная модель 2.2 (обмотка возбуждения и 1 демпферная обмотка по d-оси и 2 демпферные обмотки по q-оси)

Инерция

Режим ввода **Постоянное время ускорения. Тег (рассчитан** ...

Время разгона строительства. Тег (рассчитаны **4,** s

Параметры статора

R статора **0,0504** p.u.

x_l **0,1** p.u.

Синхронные Реакт. сопр.

x_d **1,5** p.u.

x_q **0,75** p.u.

Тип ротора

Явнополюсный

Неявнополюсный

Взаимные реактивные сопротивления ротора

x_{rl_d} **0,** p.u.

x_{rl_q} **0,** p.u.

Переходные пост. времени

T_{d0'} **3,105468** s

T_{q0'} **0,** s

Переходные Реакт. сопр.

x_{d'} **0,256** p.u.

x_{q'} **0,3** p.u.

Сверхпереходные пост. времени

T_{d0''} **0,04571429** s

T_{q0''} **0,04891305** s

Сверхпереходные Реакт. сопр.

x_{d''} **0,168** p.u.

x_{q''} **0,184** p.u.

Рисунок 65 – Параметры ДГУ

В качестве APC использован Woodward Diesel Governor (DEGOV) из библиотеки PowerFactory (рисунок 66). Параметры APC представлены на рисунке 67.

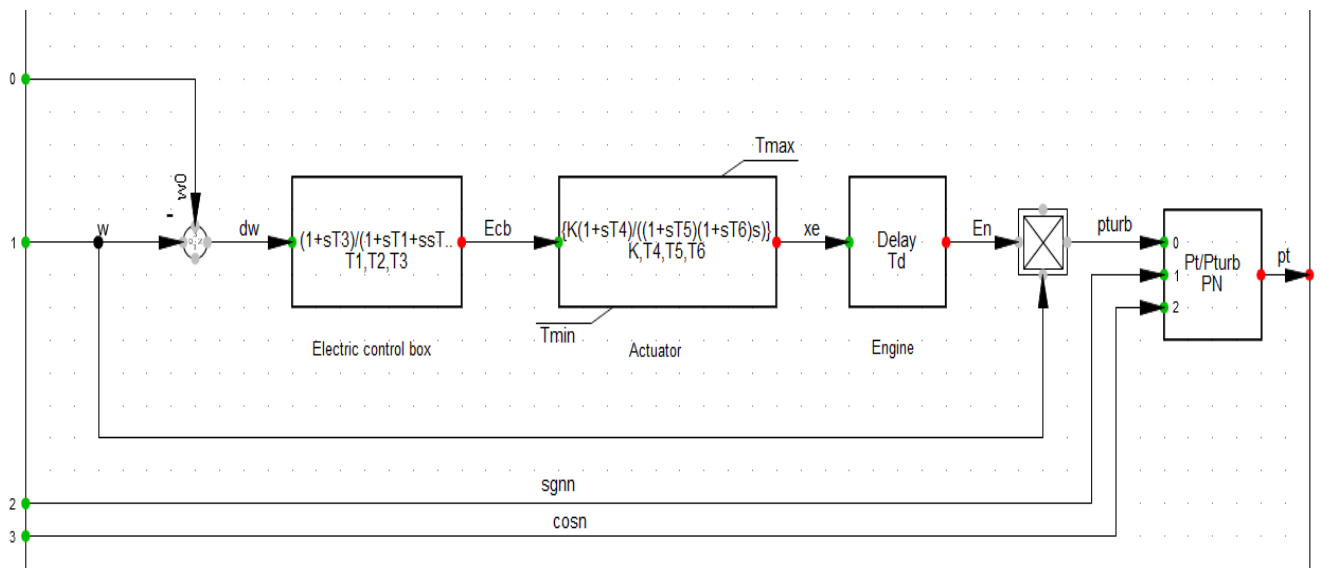


Рисунок 66 – Модель APC

Имя		DEGOV
Определение модели		... a\PSS/E compatible\gov_DEGOV
<input type="checkbox"/>	Выведено из работы	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>	A-устойчивый алгоритм	
		Параметр
▶T1	Electric control box T1 [s]	0,2
T2	Electric control box T2 [s]	0,1
T3	Electric control box T3 [s]	0,5
Td	Engine delay [s]	0,01
PN	Prime Mover Rated Power(=0->PN=Pgnn) [MW]	0,
K	Actuator Gain [pu]	10,
T4	Actuator T4 [s]	1,
T5	Actuator T5 [s]	0,1
T6	Actuator T6 [s]	0,2
Tmin	Actuator min output [pu]	0,
Tmax	Actuator max output [pu]	1,1

Рисунок 67 – Параметры APC

В качестве АРВ использован 1968 IEEE Type 1 Excitation System из библиотеки PowerFactory (рисунок 68). Параметры АРВ представлены на рисунке 69.

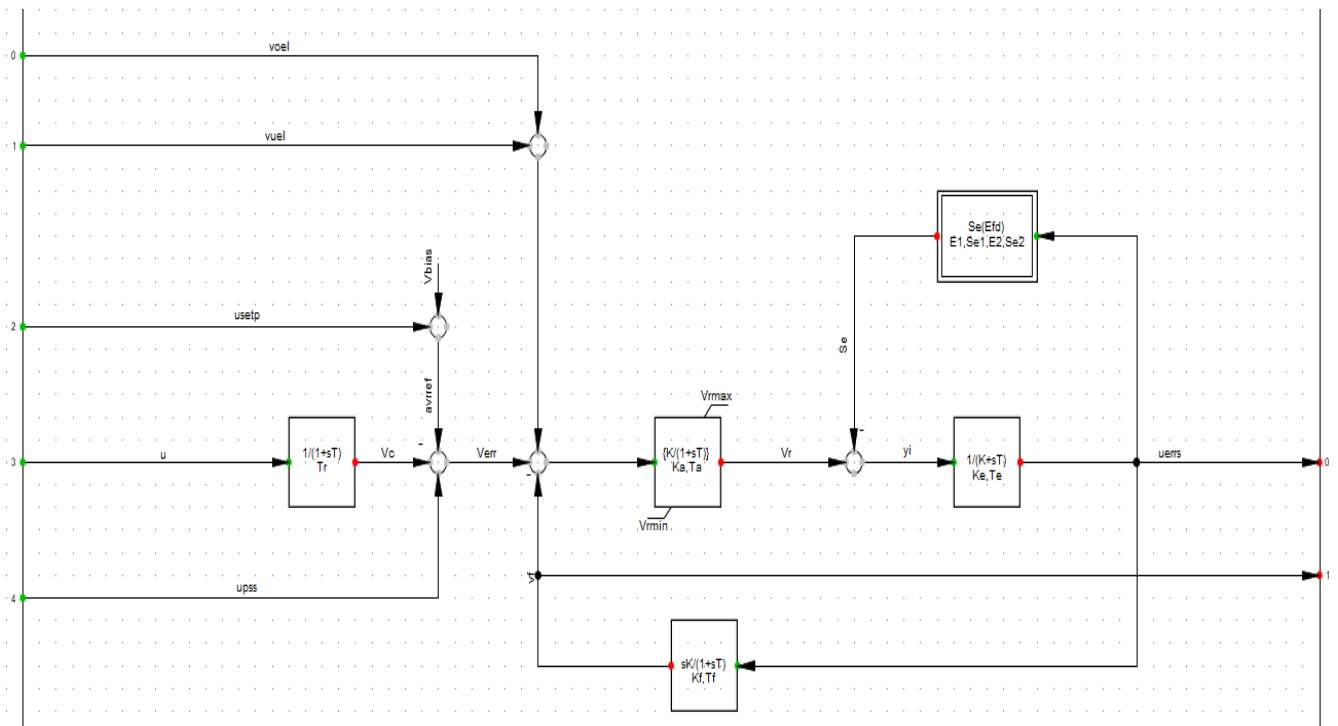


Рисунок 68 – Модель АРВ

Имя: IEEE1

Определение модели: ... тека\PSS/E compatible\avr_IEEE1

Выведено из работы А-устойчивый алгоритм

	Параметр
▶ Tr Measurement Delay [s]	0,02
Ka Controller Gain [pu]	200,
Ta Controller Time Constant [s]	0,03
Ke Exciter Constant [pu]	1,
Te Exciter Time Constant [s]	0,2
Kf Stabilization Path Gain [pu]	0,05
Tf Stabilization Path Time Constant [s]	1,5
E1 Saturation Factor 1 [pu]	3,9
Se1 Saturation Factor 2 [pu]	0,1
E2 Saturation Factor 3 [pu]	5,2
Se2 Saturation Factor 4 [pu]	0,5
Vrmin Controller Output Minimum [pu]	-10,
Vrmax Controller Output Maximum [pu]	10,

Рисунок 69 – Параметры APB

Эквивалентная нагрузка задана графиком, полученным в результате измерений на объекте. Массив времени, активной мощности, реактивной мощности в виде txt-файла импортирован в PowerFactory.

Система управления СНЭ

Генерируемая/потребляемая мощность СНЭ определяется системой управления, входящей в составную модель СНЭ (рисунок 28). В свою очередь, система управления тоже представляет собой составную модель. На рисунке 70 приведена система управления для реализации функции ограничения скорости изменения мощности нагрузки.

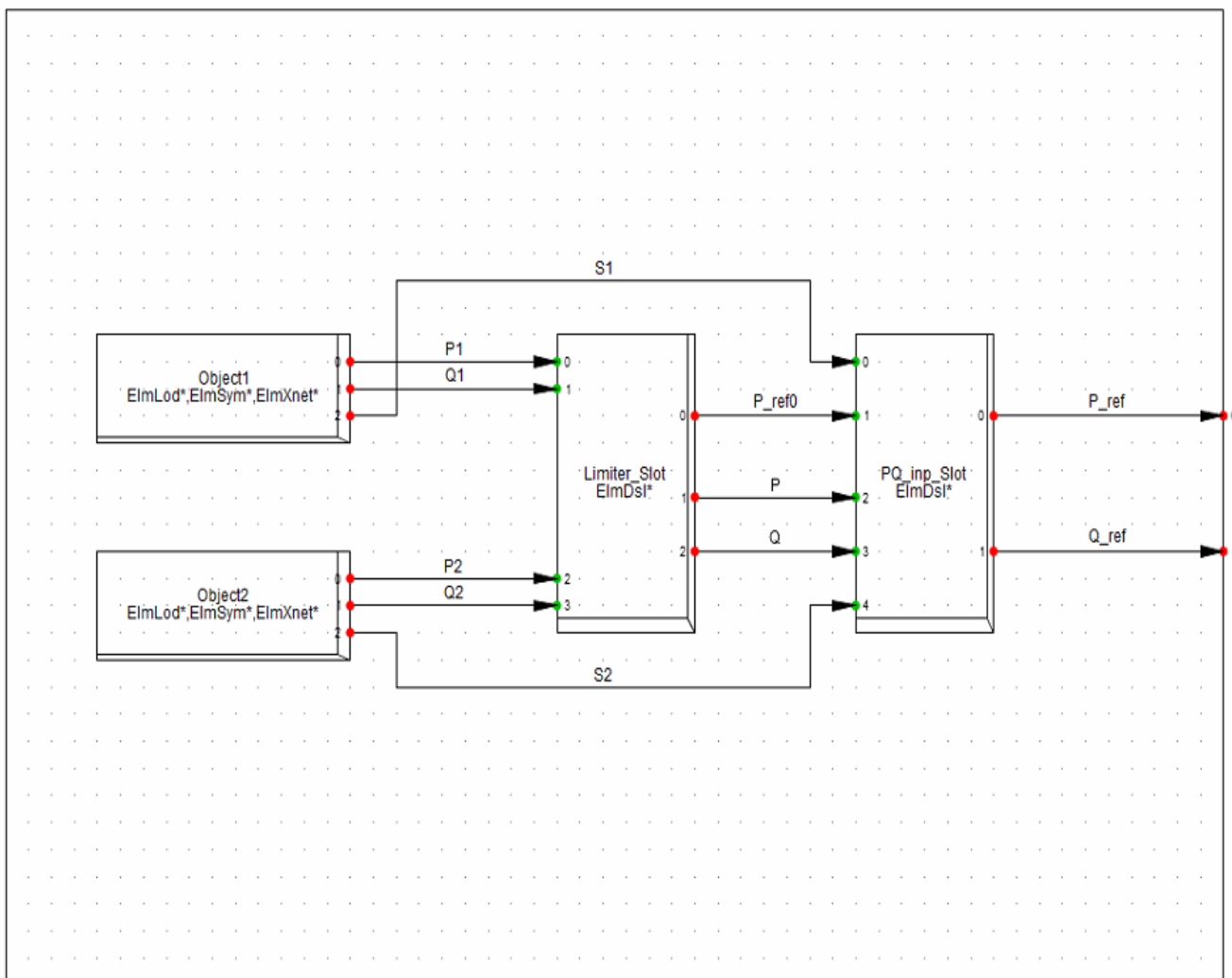


Рисунок 70 – Фрейм (структура) составной модели системы управления СНЭ для ограничения скорости изменения мощности нагрузки

В составной модели системы управления СНЭ предусмотрены два слота под нагрузки, суммарная мощность которых будет контролироваться (слот Object1 и слот Object2). В рассматриваемой схеме один из этих слотов остаётся пустым.

В слот «Limiter» помещён фрейм (рисунок 71), где мощности нагрузок суммируются и определяется активная мощность СНЭ, необходимая в данный момент для ограничения скорости изменения суммарной активной мощности нагрузки.

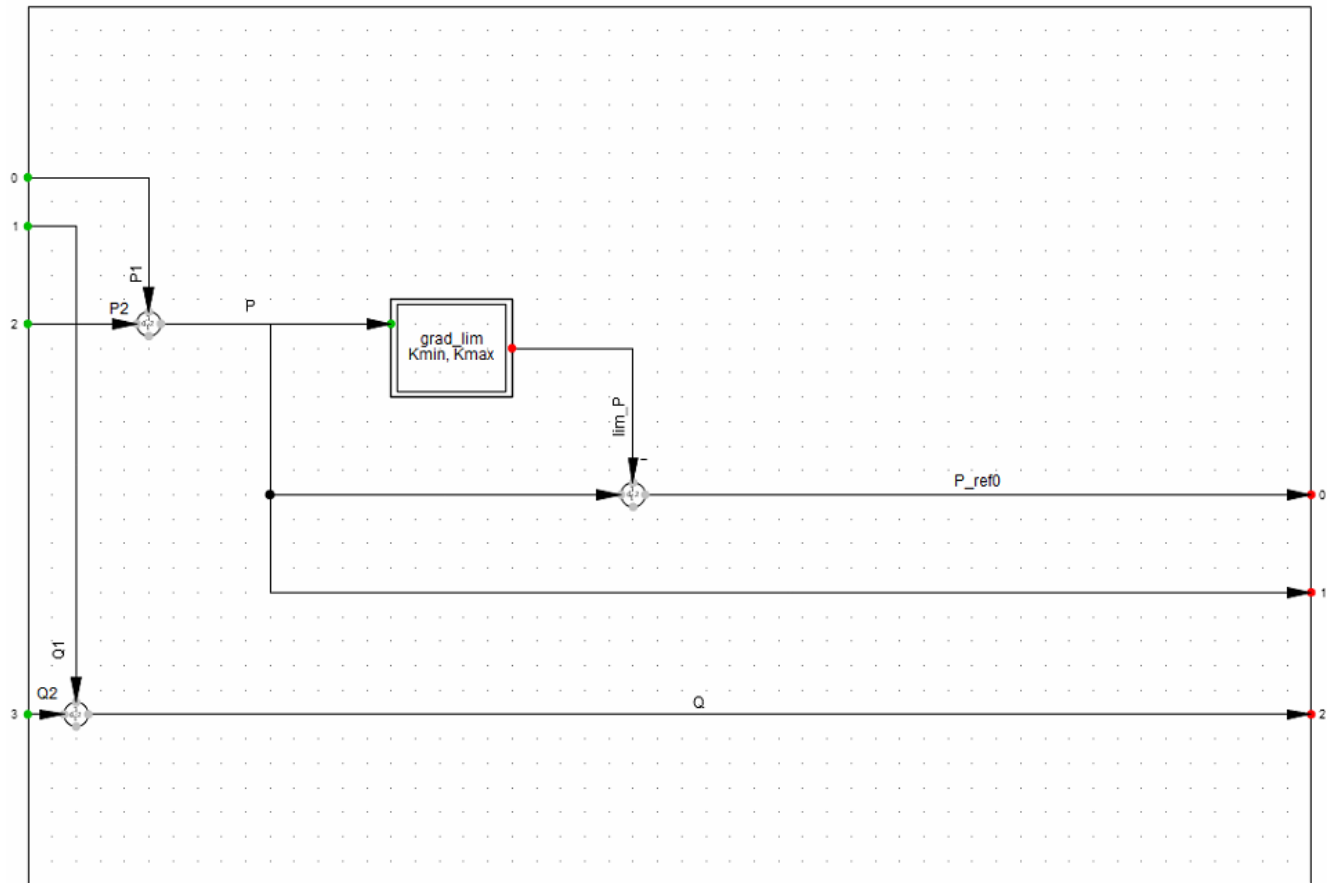


Рисунок 71 – Фрейм ограничения суммарной активной мощности нагрузки

Обозначения:

P_1 – активная мощность нагрузки 1, МВт,

P_2 – активная мощность нагрузки 2, МВт,

Q_1 – реактивная мощность нагрузки 1, Мвар,

Q_2 – реактивная мощность нагрузки 2, Мвар,

P – суммарная активная мощность нагрузки, МВт,

Q – суммарная реактивная мощность нагрузки, Мвар,

lim_P – суммарная активная мощность нагрузки после наложения ограничения на скорость её изменения, МВт,

P_{ref0} – активная мощность СНЭ, необходимая для ограничения скорости изменения мощности нагрузки, МВт.

Блок «Grad lim» реализует функцию $y_o = gradlim_const(y_i, K_{min}, K_{max})$ – стандартную функцию языка DSL PowerFactory [16], осуществляющую ограничение скорости изменения (производной) входного сигнала в коридоре

значений $[K_{min}, K_{max}]$, задаваемом пользователем. Пример работы данной функции при подаче на вход синусоидального сигнала приведён на *рисунке 72*.

Активная мощность СНЭ определяется как разность между исходной мощностью нагрузки (до прохождения через ограничитель) и «желаемой» мощностью нагрузки (после прохождения через ограничитель).

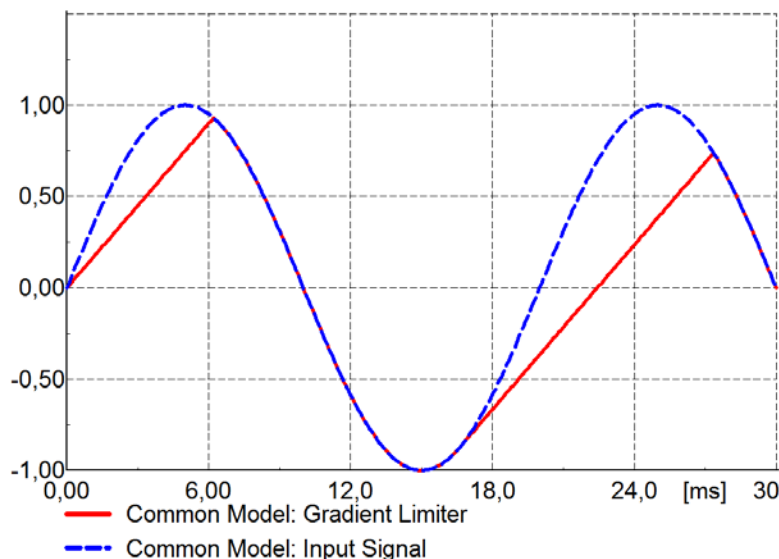


Рисунок 72 – Пример работы градиентного ограничителя: синий – входной сигнал, красный – выходной

В слот «PQ inp» составной модели (*рисунк 70*) помещён фрейм, где определяется реактивная мощность СНЭ. Он задаётся уравнениями, показанными на *рисунке 73*.

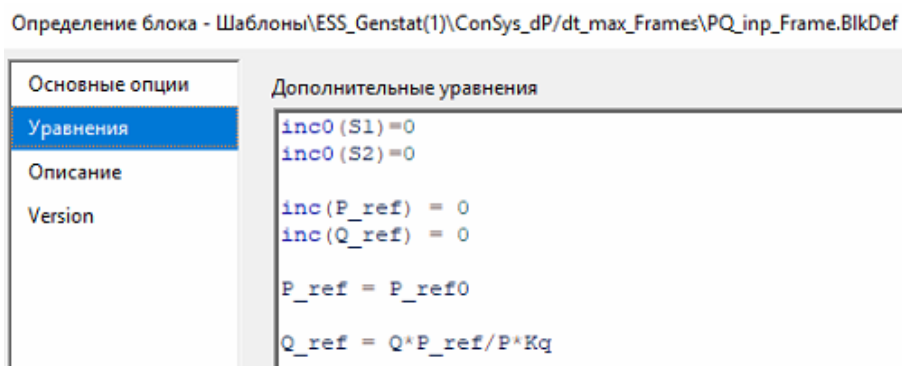


Рисунок 73 – Уравнения фрейма определения реактивной мощности СНЭ

Обозначения:

$S1$ – активная мощность нагрузки 1, МВт,

$S2$ – активная мощность нагрузки 2, МВт,

P_{ref} – активная мощность СНЭ на выходе системы управления, МВт.

Q_{ref} – реактивная мощность СНЭ на выходе системы управления, МВт.

P_{ref0} – активная мощность СНЭ, необходимая для ограничения скорости изменения мощности нагрузки, МВт.

Q – суммарная реактивная мощность нагрузки, Мвар,

K_q – коэффициент, определяющий реактивную мощность СНЭ. При задании $K_q = 1$ СНЭ выдаёт (или потребляет) мощность с коэффициентом мощности, равным коэффициенту мощности нагрузки. При задании $K_q = 0$ реактивная мощность СНЭ равна 0.

Также для корректной работы модели в уравнениях фрейма (рисунок 73) задаются начальные значения переменных $S1$, $S2$, P_{ref} , Q_{ref} .

Результаты расчётов

Для проведения вычислительных экспериментов взята осциллограмма характерного периода графика нагрузки куста (рисунок 74).

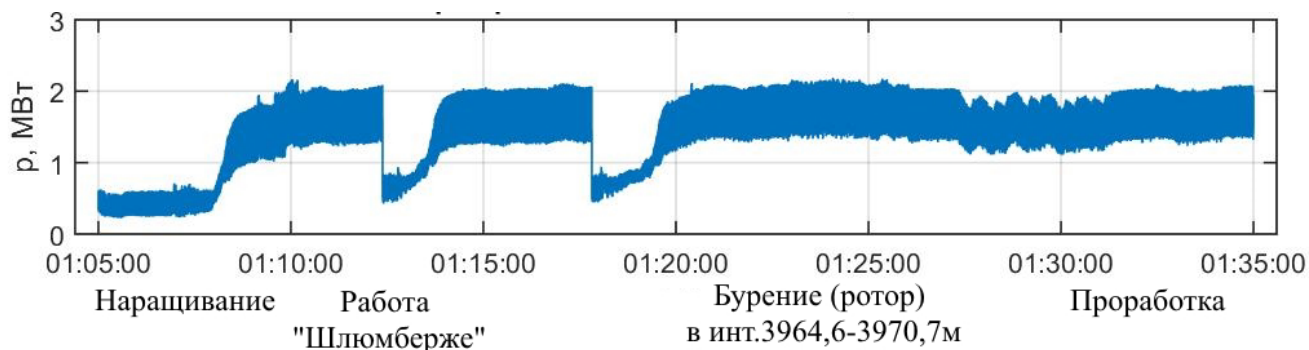


Рисунок 74 – Осциллограмма мгновенной мощности суммарной нагрузки куста

В системе управления СНЭ задан коридор допустимой скорости изменения активной мощности нагрузки: от -100 кВт/с до $+100$ кВт/с. Таким образом, СНЭ должна, в первую очередь (с учётом графика нагрузки), предотвратить резкие сбросы нагрузки.

На рисунках 75, 77 представлены результаты моделирования в PowerFactory без задействования СНЭ, на рисунках 76, 78 – при работе СНЭ в составе энергосистемы.

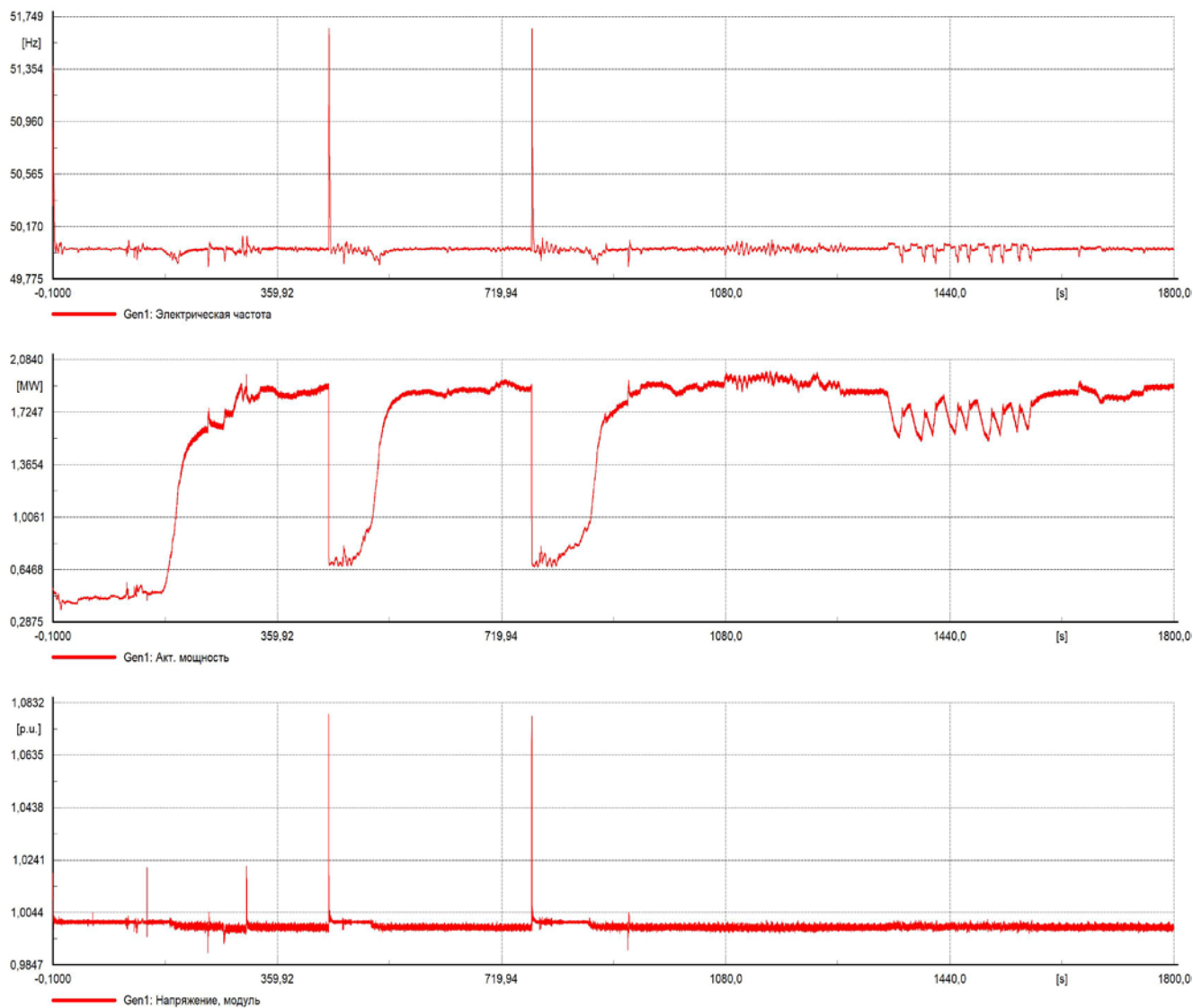


Рисунок 75 – Результаты расчёта без СНЭ (сверху вниз: частота, Гц; активная мощность, МВт; напряжение на шинах, о.е.)

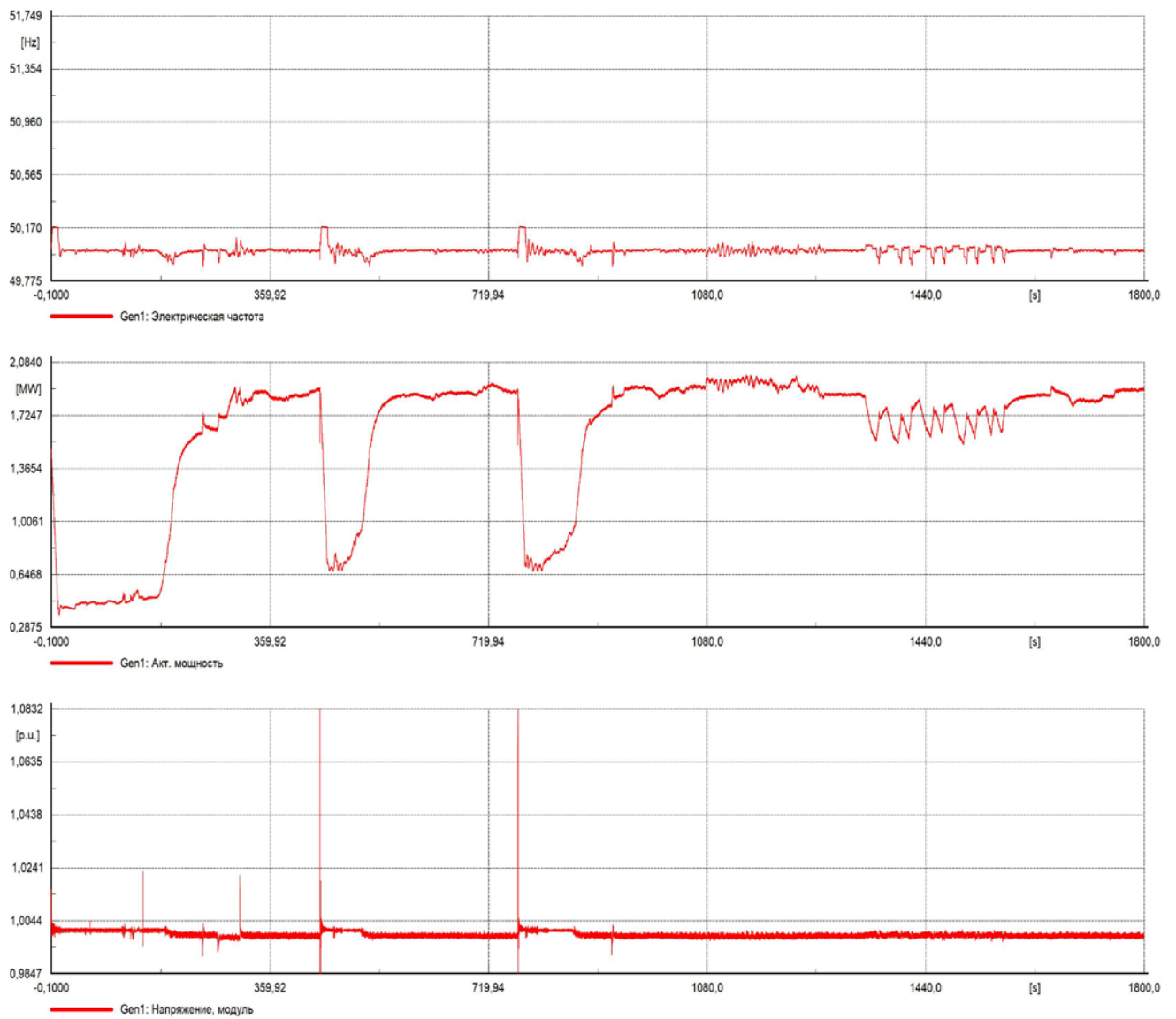


Рисунок 76 – Результаты расчёта при работе СНЭ в составе энергосистемы (сверху вниз: частота, Гц; активная мощность, МВт; напряжение на шинах, о.е.)

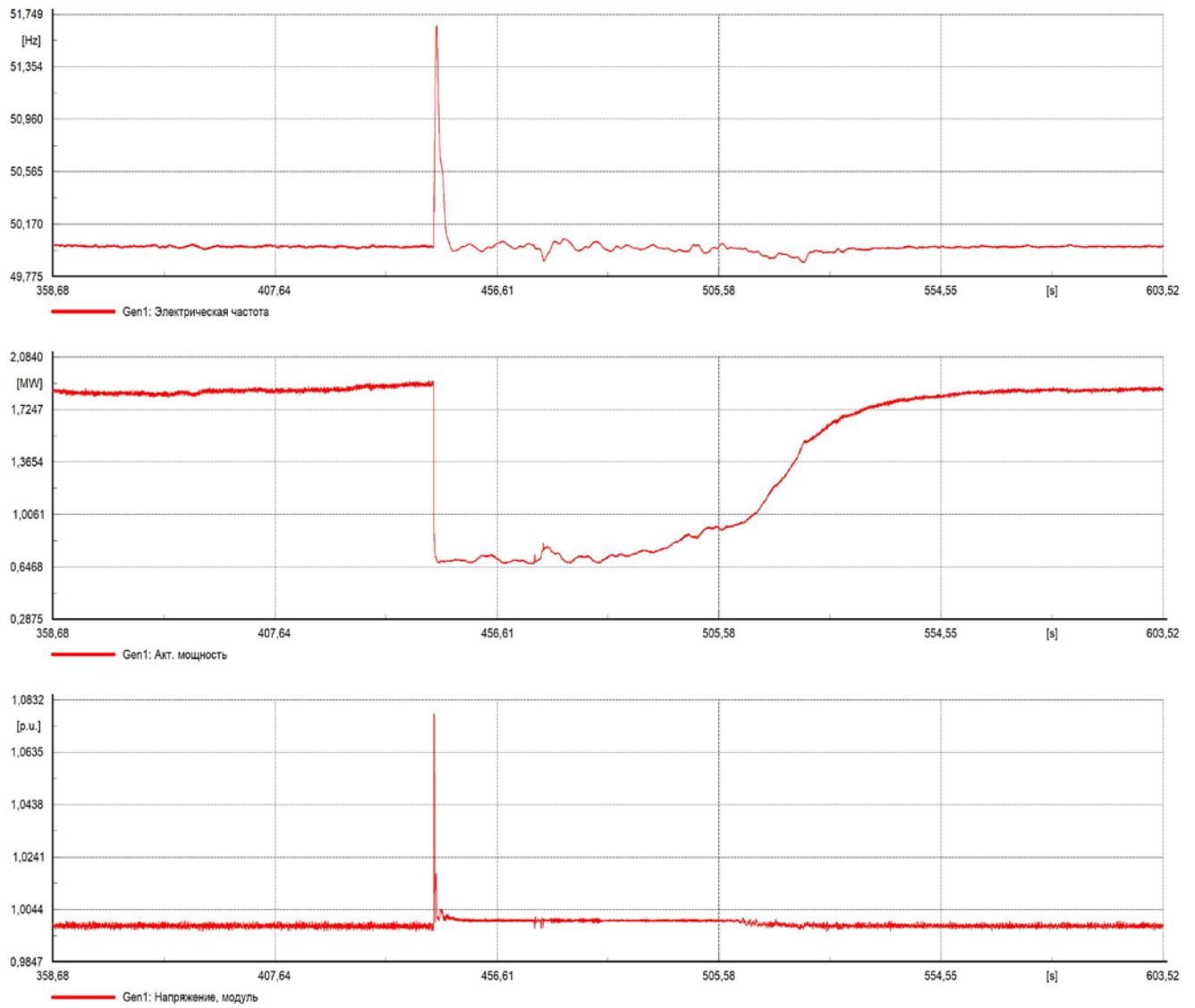


Рисунок 77 – Результаты расчёта на интервале времени 358-603 сек. без СНЭ (сверху вниз: частота, Гц; активная мощность, МВт; напряжение на шинах, о.е.)

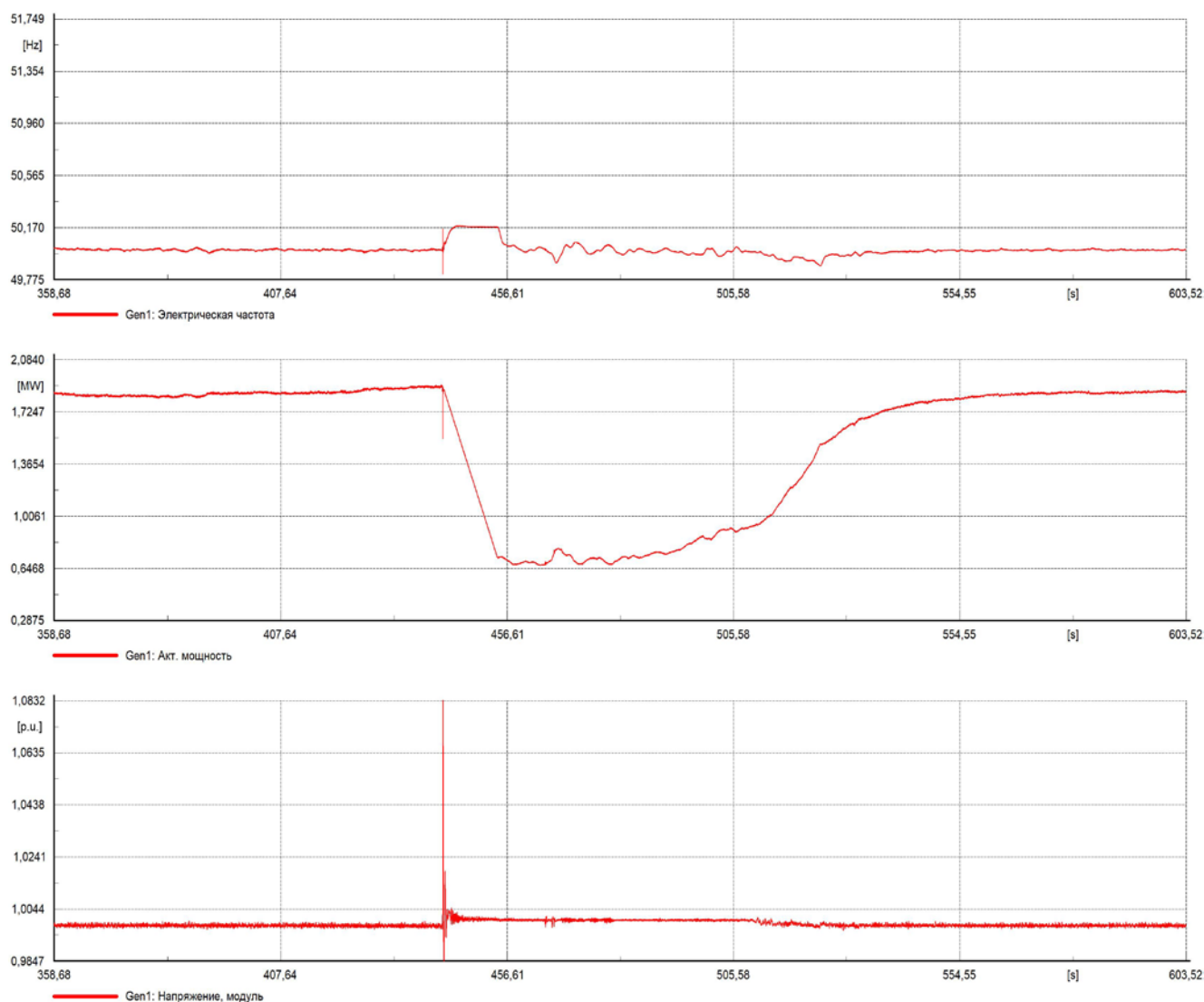


Рисунок 78 – Результаты расчёта на интервале времени 358-603 сек. при работе СНЭ в составе энергосистемы (сверху вниз: частота, Гц; активная мощность, МВт; напряжение на шинах, о.е.)

Проведенные расчеты демонстрируют эффективность применения СНЭ для ограничения скорости изменения мощности. СНЭ позволяет отсрочить резкий сброс мощности нагрузки (с 1,9 МВт до 0,7 МВт), распределив его во времени на 12 с (с 442 по 454 с).

5.3 Верификация модели на основании сравнения с результатами натуральных испытаний

Верификация (оценка достоверности) модели СНЭ проводится путём сравнения результатов расчётов в PowerFactory с результатами натуральных экспериментов.

Испытания проводились со СНЭ мощностью 100 кВА и энергоёмкостью 153 кВт·ч на основе литий-железо-фосфатных аккумуляторов LT-LYP300AH в составе автономной энергосистемы (рисунк 79) с дизель-генераторной установкой (ДГУ) ЭДД-100 мощностью 100 кВт (125 кВА), работающей на переменную нагрузку на номинальном напряжении 0,4 кВ. Эксперименты проводились в г. Новосибирске на производственной площадке ООО «СПТ» специалистами ООО «СНЭ» и Новосибирского государственного технического университета.

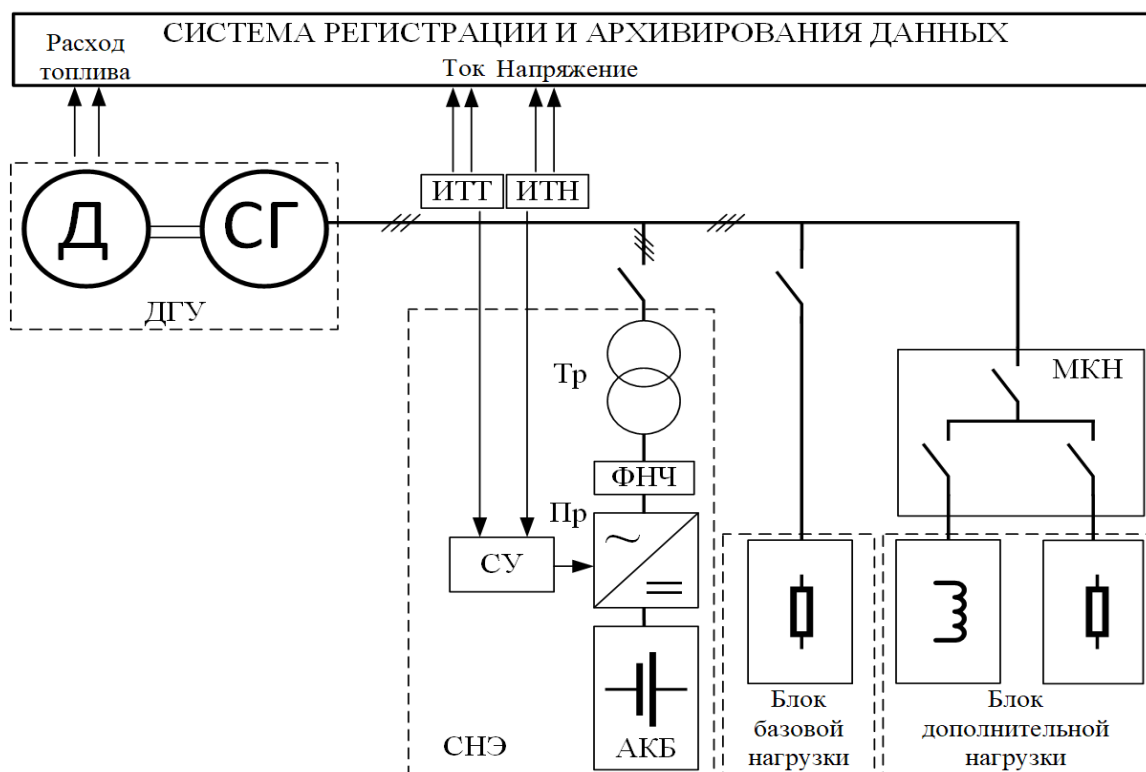


Рисунок 79 – Схема экспериментальной энергосистемы: ДГУ – дизель-генераторная установка, МКН – модуль коммутирования нагрузки, Тр – согласующий трансформатор, ФНЧ – фильтр нижних частот, Пр – двунаправленный транзисторный преобразователь, АКБ – аккумуляторная батарея, СУ – система управления преобразователя, ИТН – измерительный трансформатор напряжения, ИТТ – измерительный трансформатор тока

Опыты проводились при повторно-кратковременном характере изменения активной нагрузки: длительность цикла 10 с, скважность 0,5 (рисунк 80).

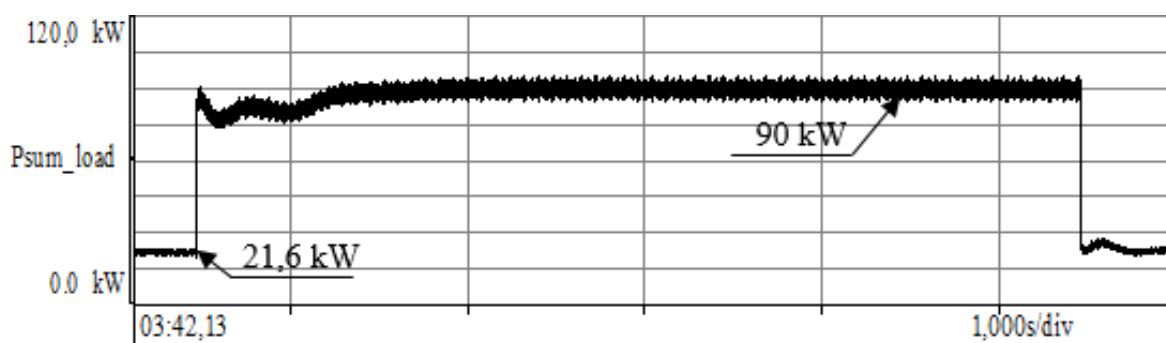


Рисунок 80 – Экспериментальная осциллограмма изменения мощности нагрузки, кВт

Энергообмен между подсистемой накопления СНЭ и энергосистемой осуществлялся с помощью согласующего трансформатора и двунаправленного транзисторного преобразователя, собранного по классической схеме. При его управлении используется скалярная ШИМ. В системе управления преобразователя используются элементы теории мгновенной мощности и блок фазовой подстройки частоты [17, 18].

На *рисунке 81* изображена схема экспериментальной энергосистемы с ДГУ 100 кВт (125 кВА), заданная в PowerFactory. Модели APC и APB ДГУ аналогичны использованным в п. 5.2.

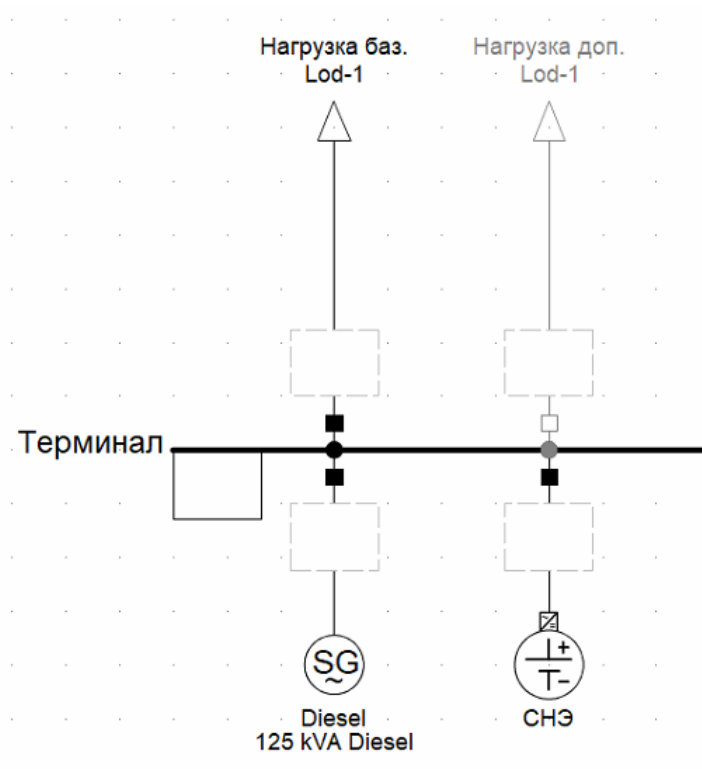


Рисунок 81 – Схема экспериментальной энергосистемы в PowerFactory

Ограничение скорости изменения мощности нагрузки

В системе управления модели СНЭ и в системе управления СНЭ, участвовавшей в эксперименте, используется иной алгоритм ограничения скорости изменения мощности по сравнению с п. 5.2, рисунок 71. В качестве элемента ограничения скорости изменения мощности, вместо блока «Grad lim», выступает апериодическое звено (рисунок 82) с постоянной времени T_f .

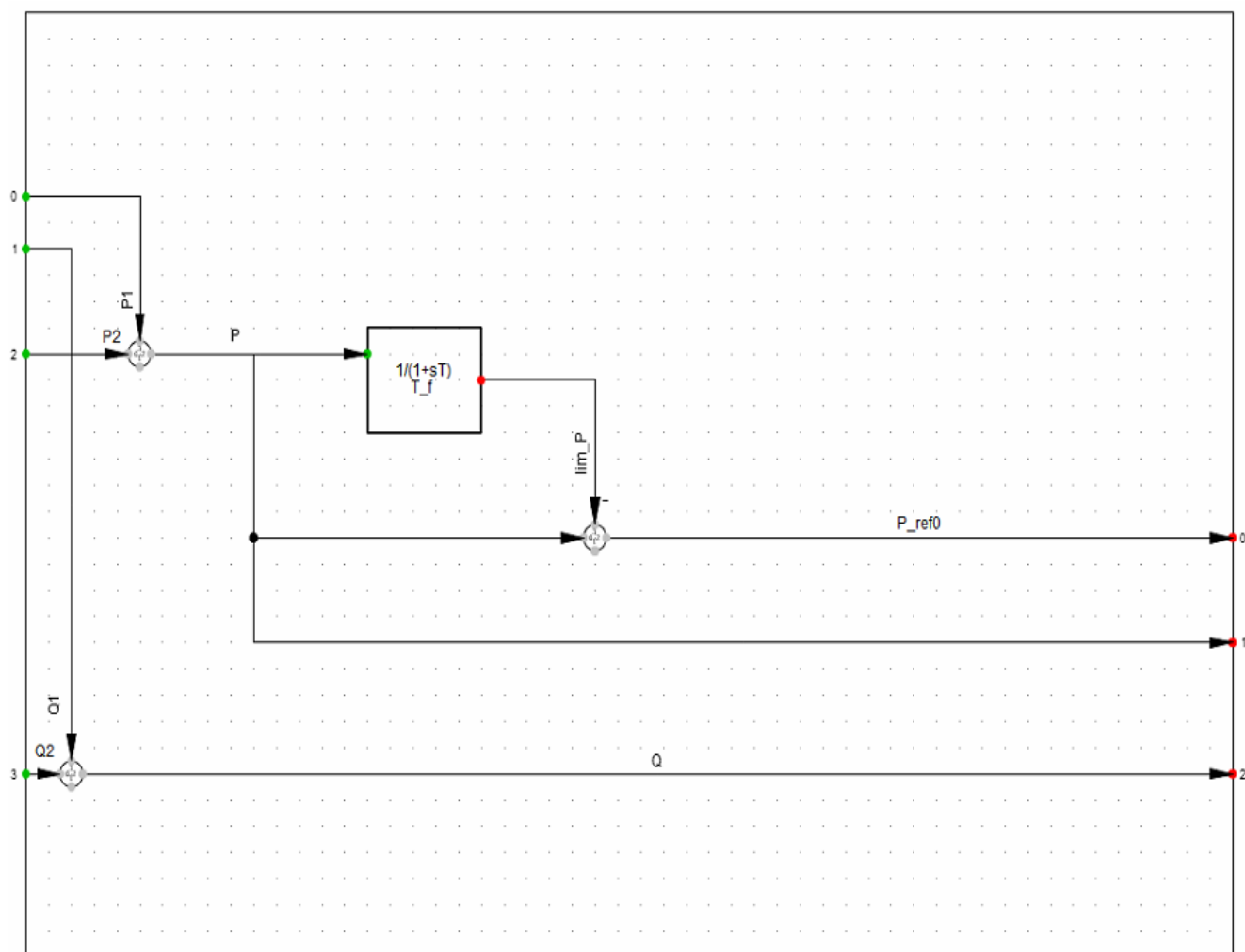


Рисунок 82 – Фрейм ограничения суммарной активной мощности нагрузки на основе апериодического звена

Значение T_f рассчитано следующим образом:

$$T_f = \frac{P_{\Gamma \text{ ном}}}{k_{\text{пред}}} = \frac{100 \text{ кВт}}{140 \text{ кВт/с}} = 0,71 \text{ с},$$

где:

$P_{Г\text{ ном}}$ – номинальная мощность генератора, кВт,

$k_{\text{пред}}$ – допустимое значение скорости изменения мощности, кВт/с.

На *рисунке 83* представлены результаты эксперимента (мощность нагрузки и мощность генерации) по применению СНЭ для ограничения скорости изменения нагрузки, на *рисунке 84* – результаты моделирования данного случая в PowerFactory. При набросе мощности нагрузки СНЭ в каждый момент времени выдаёт определённое значение активной мощности, обеспечивая плавное изменение суммарной нагрузки на ДГУ. При сбросе – аналогично, но СНЭ потребляет мощность.

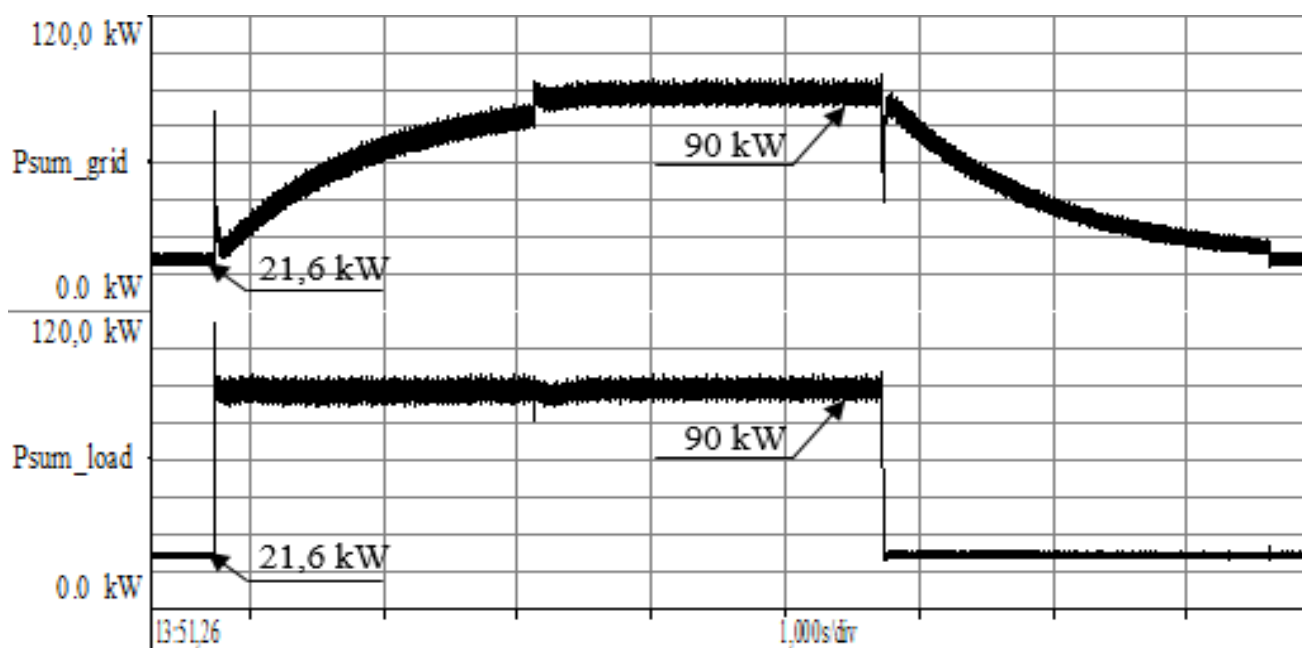


Рисунок 83 – Эксперимент: переходный процесс при набросе/сбросе мощности в случае работы СНЭ в режиме ограничения скорости изменения мощности (сверху вниз: мощность ДГУ, кВт; мощность нагрузки, кВт)

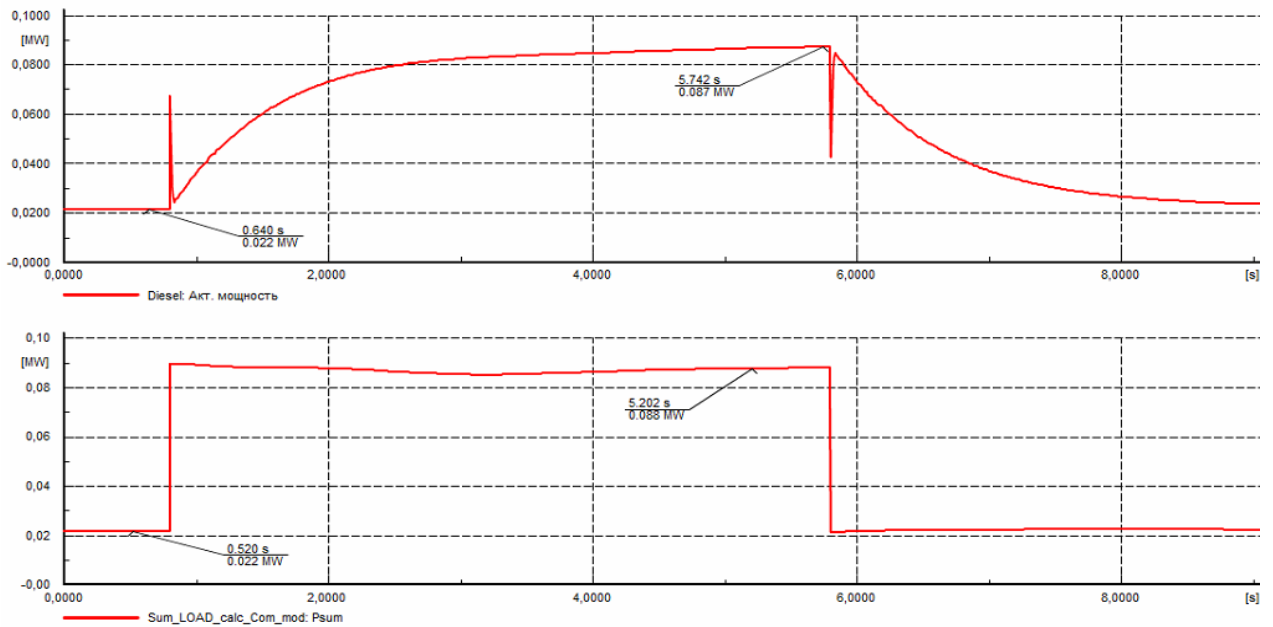


Рисунок 84 – Расчёт: переходный процесс при набросе/сбросе мощности в случае работы СНЭ в режиме ограничения скорости изменения мощности (сверху вниз: мощность ДГУ, МВт; мощность нагрузки, МВт)

Ограничение максимальной и минимальной мощности нагрузки

Система управления для реализации функции ограничения максимальной и минимальной мощности нагрузки представляет собой составную модель. На *рисунке 85* приведена её структура.

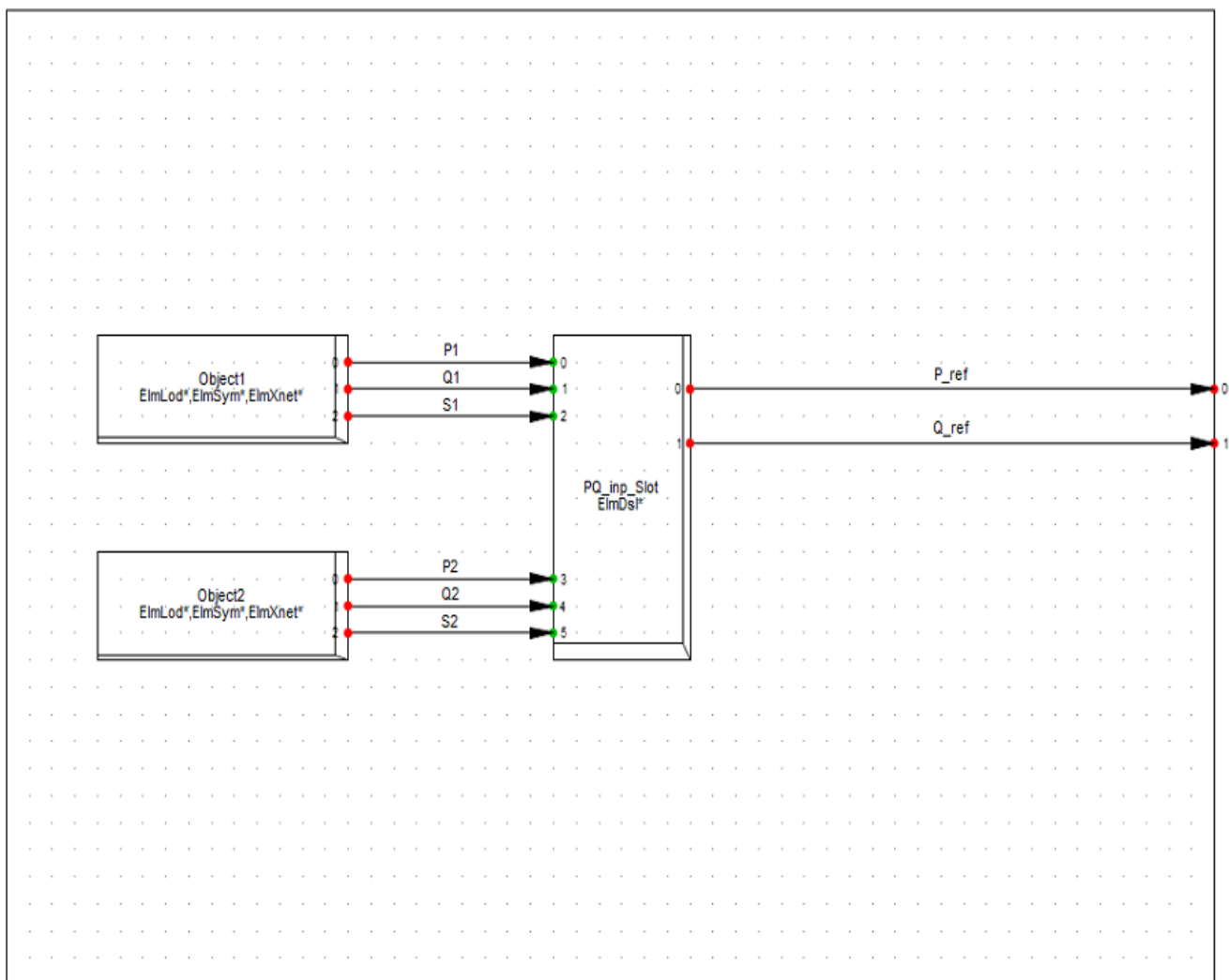


Рисунок 85 – Фрейм (структура) составной модели системы управления СНЭ для ограничения максимальной и минимальной мощности нагрузки

В составной модели системы управления СНЭ предусмотрены два слота под нагрузки, суммарная мощность которых будет контролироваться (слот Object1 и слот Object2).

В слот «PQ inp» помещён фрейм, задаваемый уравнениями (рисунок 86), где мощности нагрузок суммируются и определяется мощность СНЭ, необходимая в данный момент для того, чтобы мощность нагрузки не превышала заданного максимального значения и не была ниже заданного минимального значения. При этом СНЭ выдаёт (или потребляет) мощность с коэффициентом мощности, равным коэффициенту мощности нагрузки.

Основные опции	Дополнительные уравнения
Уравнения	<pre>inc(P_ref) = 0 inc(Q_ref) = 0 P=P1+P2 Q=Q1+Q2 S=sqrt(sqr(P)+sqr(Q)) cos_load=P/S P_min=S_min*cos_load P_max=S_max*cos_load P_ref = select({P>=P_min}.and.{P<=P_max}, 0, select(P>=P_max, P-P_max, P-P_min)) Q_ref = Q*P_ref/P</pre>
Описание	
Version	

Рисунок 86 – Уравнения фрейма ограничения максимальной и минимальной мощности нагрузки

Обозначения:

P_{ref} – активная мощность СНЭ на выходе системы управления, МВт.

Q_{ref} – реактивная мощность СНЭ на выходе системы управления, МВт.

$P1$ – активная мощность нагрузки 1, МВт,

$P2$ – активная мощность нагрузки 2, МВт,

$Q1$ – реактивная мощность нагрузки 1, Мвар,

$Q2$ – реактивная мощность нагрузки 2, Мвар,

P – суммарная активная мощность нагрузки, МВт,

Q – суммарная реактивная мощность нагрузки, Мвар,

S – полная мощность нагрузки, МВА,

cos_load – коэффициент мощности нагрузки,

P_{min} – расчётная минимально допустимая активная мощность нагрузки, МВт,

S_{min} – задаваемая пользователем минимально допустимая мощность нагрузки, МВА,

P_{max} – расчётная максимально допустимая активная мощность нагрузки, МВт,

S_{max} – задаваемая пользователем максимально допустимая мощность нагрузки, МВА.

На рисунке 87 представлены результаты эксперимента (мощность нагрузки и мощность генерации) по применению СНЭ для ограничения максимальной и

минимальной мощности нагрузки, на *рисунке 88* – результаты моделирования данного случая в PowerFactory. Заданы максимально допустимая мощность нагрузки 65 кВт и минимально допустимая – 45 кВт, нагрузка имеет чисто активный характер. При превышении нагрузкой лимита СНЭ выдаёт мощность, при слишком низкой нагрузке – потребляет, обеспечивая нахождение суммарной нагрузки на ДГУ в заданных пределах.

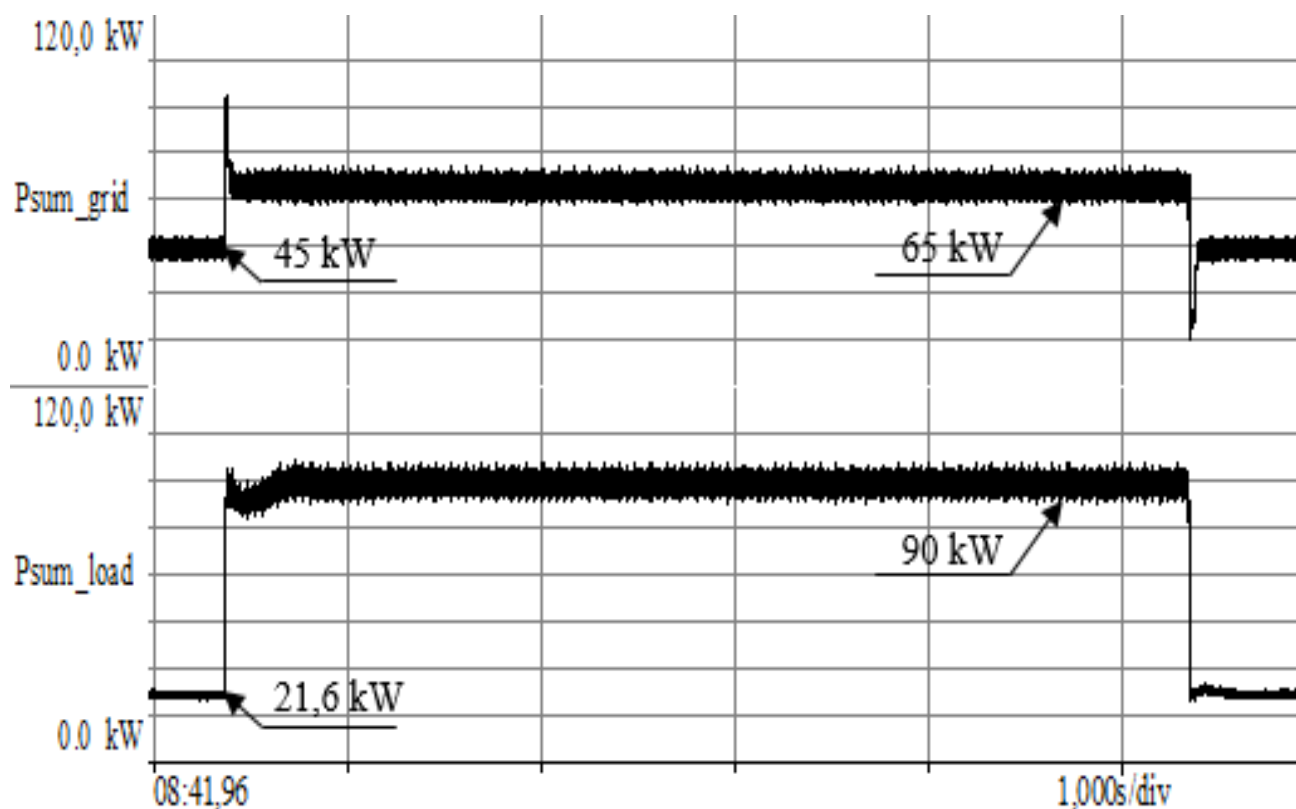


Рисунок 87 – Эксперимент: переходный процесс при набросе/сбросе мощности в случае работы СНЭ в режиме ограничения максимальной и минимальной нагрузки (сверху вниз: мощность ДГУ, кВт; мощность нагрузки, кВт)

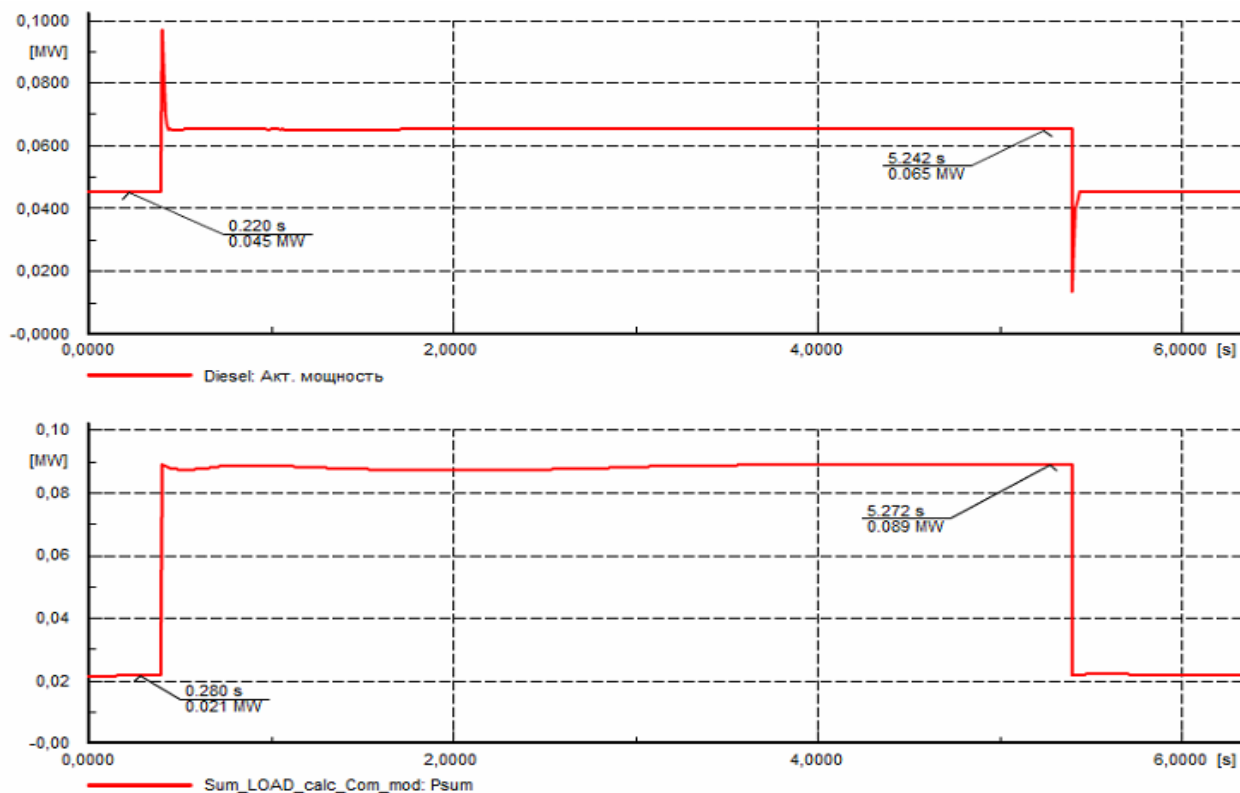


Рисунок 88 – Расчёт: переходный процесс при набросе/сбросе мощности в случае работы СНЭ в режиме ограничения максимальной и минимальной нагрузки (сверху вниз: мощность ДГУ, МВт; мощность нагрузки, МВт)

Итак, сравнение расчётных и экспериментальных осциллограмм показывает качественное и вполне удовлетворительное количественное совпадение результатов. Это подтверждает достоверность разработанной модели СНЭ.

6 РАСЧЕТ НОРМИРОВАННОЙ СТОИМОСТИ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (*LCOS*)

6.1 Общая информация о показателе *LCOS*

На сегодняшний день в мире наблюдается устойчивый рост интереса к системам накопления электрической энергии, в первую очередь, на основе электрохимических аккумуляторов. Однако до сих пор отсутствует общепринятый экономический показатель, который позволил бы проводить сравнение различных систем накопления энергии по аналогии, например, со сравнением при планировании строительства электростанций, для которых принят показатель нормированной стоимости электроэнергии *LCOE* (Levelized Cost of Electricity).

За рубежом было предложено модифицировать формулу расчета *LCOE*, адаптировав её для систем накопления электрической энергии [19, 20]. Полученный таким образом показатель был назван нормированной стоимостью накопления энергии *LCOS* (Levelized Cost of Storage). Несмотря на то что в настоящий момент отсутствует утвержденная международными и национальными стандартами методика расчета *LCOS*, этот показатель активно используется производителями, аналитическими агентствами [21], государственными органами [22] и прочими организациями и компаниями, работающими в области накопления энергии.

Стоит отметить, что многие аналитические агентства рассчитывают *LCOS*, исходя из условия, что СНЭ совершает 1 полный цикл заряда-разряда в течение дня. Однако возможно большое количество различных вариантов применения СНЭ, совершенно не соответствующих этому условию. Например, при выполнении функции резервирования питания СНЭ может не совершать один полный цикл заряда-разряда в течение недели или даже месяца. При этом её срок службы будет ограничен не количеством циклов, а естественной деградацией батарей. Таким образом, при сравнении различных СНЭ между собой,

ориентируясь исключительно на $LCOS$, заказчик отдаст предпочтение СНЭ с бóльшим количеством циклов заряд-разряд, хотя это ему не требуется.

6.2 Расчёт $LCOS$

Нормированная стоимость накопления в общем случае показывает внутреннюю стоимость кВт·ч электроэнергии, выдаваемой СНЭ, за которую её нужно продать для достижения нулевой чистой приведенной стоимости (NPV).

$LCOS$ определяется как сумма всех вложений за период срока службы СНЭ, делённая на кумулятивную выдаваемую энергию за счёт этих вложений.

В настоящей работе выполнен расчёт $LCOS$ для системы накопления энергии с кратковременным режимом работы: компенсация резких набросов и сбросов мощности нагрузки в системе автономного электроснабжения объекта нефтедобычи.

$LCOS$ рассчитан по следующей формуле, руб/кВт·ч:

$$LCOS = \frac{Capital + \sum_{t=1}^T \frac{OM_t \cdot (1+i)^t + (Aux_t + Fuel_t) \cdot (1+e)^t + Am_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{MWh_t \cdot (1+e)^t}{(1+r)^t}}, \quad (4)$$

где:

$Capital$ – капитальные затраты, тыс. руб.,

t – номер года эксплуатации,

T – срок эксплуатации,

OM_t – затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание за год, тыс. руб.,

i – темп инфляции, о.е.,

Aux_t – стоимость электроэнергии на собственные нужды СНЭ за год, тыс. руб.,

$Fuel_t$ – стоимость накапливаемой энергии за год, тыс. руб.,

e – темп ежегодного изменения стоимости электроэнергии, о.е.,

Am_t – ежегодные издержки на амортизацию, тыс. руб.,

r – ставка дисконтирования, о.е.,

MWh_t – количество выдаваемой СНЭ электроэнергии за год, МВт·ч.

Формула (4) уточнена относительно используемой в [19]: учитывает инфляцию, ежегодный рост стоимости электроэнергии, а также амортизацию.

Хотя выдаваемая СНЭ энергия – это техническая величина, а не экономическая, как и в [19], в формуле (4) учитывается изменение с годами «ценности» выдаваемой энергии при помощи дисконтирования (а также, в отличие от [19], учёта изменения стоимости электроэнергии).

Капитальные затраты

В общем случае в состав капитальных затрат входят затраты на: проектные работы, отведение земли, саму СНЭ, транспортировку установки до объекта, монтажные и пусконаладочные работы. То есть это затраты, которые несёт непосредственно заказчик установки.

Существуют различные подходы к расчёту капитальных затрат: возможно использование собственных средств предприятия или заёмных средств, затраты могут быть разнесены по годам в соответствии с этапами работ (проектирование, строительство, опытная эксплуатация) и т.д.

В данном расчёте рассматривается случай использования собственных средств заказчика, все капитальные затраты отнесены на «нулевой» год реализации проекта.

Суммарные капитальные затраты при установке на объект системы накопления энергии мощностью 1200 кВА энергоёмкостью 400 кВт·ч по данным ООО «СНЭ» составляют: $Capital = 46\ 600$ тыс. руб.

Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание

Электрохимические системы накопления энергии вследствие отсутствия в своем составе вращающихся частей являются малообслуживаемыми системами и характеризуются низкими эксплуатационными издержками (менее 1% от стоимости в год). Необходимые регламентные работы включают проведение периодического контрольного разряда элементов накопления (периодичность зависит от интенсивности использования СНЭ, для рассматриваемого случая –

1 раз в год) для определения остаточной энергоёмкости системы. При этом осуществлять контрольный разряд возможно и удаленно или автоматически, если это предусмотрено конструкцией и функциональными возможностями подсистемы управления [6].

В рассматриваемом случае стоимость обслуживания СНЭ составляет $OM_t = 200$ тыс. руб. (в год).

Стоимость электроэнергии на собственные нужды СНЭ

Помимо затрат на техническое обслуживание, в величину OM_t следует включить затраты на покупку электроэнергии, необходимой для питания подсистемы управления и связи, а также вспомогательной подсистемы, в состав которой входят системы кондиционирования, обогрева, вентиляции, пожаротушения и пр. В некоторых случаях величина потребляемой вспомогательными подсистемами электроэнергии может достигать существенных значений, что обусловлено необходимостью поддержания микроклимата внутри инженерной оболочки (контейнера или блочно-модульного здания), требуемого для нормального функционирования оборудования СНЭ.

Средняя мощность, потребляемая на собственные нужды, равна 30 кВт. За год потребляется на собственные нужды: $30 \text{ кВт} \cdot 8760 \text{ ч} = 262\,800 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$. Стоимость электроэнергии на собственные нужды в рассматриваемой автономной энергосистеме принимается равной 1 руб./кВт·ч. Таким образом, стоимость электроэнергии для собственных нужд СНЭ за год: $A_{их}_t = 262,8$ тыс. руб.

Стоимость накапливаемой энергии

Настоящий параметр отражает затраты, понесенные на заряд накопителя. Он актуален, например, когда СНЭ используется для тарифного арбитража: накапливает энергию из сети, когда тариф низок, и выдаёт энергию в сеть, когда тариф высок. Однако в рассматриваемой автономной энергосистеме СНЭ накапливает и выдаёт энергию равной стоимости, поэтому стоимость накапливаемой энергии принимается: $Fuel_t = 0$.

Издержки на амортизацию

В соответствии с отечественной практикой при расчёте *LCOS* можно учесть ежегодные издержки на амортизацию. При сроке службы СНЭ $T = 12$ лет и линейном методе начисления они равны:

$$Am_t = \frac{Capital}{T} = \frac{46\,600}{12} = 3\,883 \text{ (тыс. руб.)}$$

Однако для сравнения с зарубежными расчётами и с *LCOS*, предоставляемыми зарубежными производителями СНЭ, *LCOS* рационально рассчитывать без учёта издержек на амортизацию.

В настоящей работе рассчитан *LCOS* и с учётом издержек на амортизацию, и без учёта издержек на амортизацию.

Количество выдаваемой электроэнергии

При недостаточном объёме исходных данных на этапе проектирования количество выданной электроэнергии может быть рассчитано исходя из срока службы накопителя, определяемого количеством полных циклов заряда-разряда.

Однако желательно исходить из режима работы СНЭ. В рассматриваемом случае СНЭ используется для компенсации резких набросов и сбросов мощности. Для ограничения скорости наброса мощности мощность СНЭ скачкообразно возрастает до 1000 кВт, а затем практически линейно снижается до 0 в течение 100 секунд. Во время сброса процесс аналогичен, но с обратным знаком мощности. Электроэнергию, которую во время одного наброса выдаёт СНЭ, можно определить как площадь треугольника в координатах «мощность-время»: $0,5 \cdot 1000 \text{ кВт} \cdot 100 \text{ с} = 50\,000 \text{ кВт}\cdot\text{с} = 13,889 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$. В течение суток ожидается 30 срабатываний СНЭ. Таким образом, за год СНЭ будет выдавать: $13,889 \text{ кВт}\cdot\text{ч} \cdot 30 \cdot 365 = 152\,083 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$. То есть $MWh_t = 152,083 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$.

Дополнительные параметры

Таблица 1 – Дополнительные параметры для расчёта *LCOS*

Параметр	Значение	Размерность
Темп инфляции <i>i</i>	0,06	о.е.
Темп ежегодного изменения стоимости электроэнергии <i>e</i>	0,04	о.е.
Ставка дисконтирования <i>r</i>	0,10	о.е.
Курс доллара	60	руб./\$

Для удобного представления данных в табличной форме формулу (4) можно привести к виду:

$$LCOS = \frac{Capital + \sum_{t=1}^T \frac{OM_t \cdot (1+i)^t + (Aux_t + Fuel_t) \cdot (1+e)^t + Am_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{MWh_t \cdot (1+e)^t}{(1+r)^t}} = \frac{\sum_{t=0}^T I'_t}{\sum_{t=1}^T \Theta'_t}$$

Таблица 2 – Результаты расчёта *LCOS*

t	Э' t, МВт·ч	С амортизацией	
		И' t, тыс. руб.	Без амортизации
		И' t, тыс. руб.	И' t, тыс. руб.
0	0	46 600	46 600
1	143.8	3 971	441
2	135.9	3 630	421
3	128.5	3 319	401
4	121.5	3 035	382
5	114.9	2 776	365
6	108.6	2 540	348
7	102.7	2 325	332
8	97.1	2 128	316
9	91.8	1 949	302
10	86.8	1 785	288
11	82.1	1 636	275
12	77.6	1 500	262
Сумма	1 291.3	77 193	50 733
		<i>LCOS</i> , руб./кВт·ч	
		59,78	39,29
		<i>LCOS</i> , \$/кВт·ч	
		0,996	0,655

6.3 Анализ чувствительности

Рассмотрим чувствительность величины $LCOS$ без учёта амортизационных издержек к изменению следующих переменных: капиталовложения $Capital$, затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание за год OM_t , потребление электроэнергии на собственные нужды за год Aux_t , темп роста стоимости электроэнергии e , выдаваемая за год СНЭ электроэнергия MWh_t , ставка дисконтирования r . Изменение параметров может происходить как вследствие изменений внешних факторов, так и в результате погрешности расчётов или ошибок в предположениях на этапе проектирования.

Результаты расчётов приведены на *рисунке 89*.

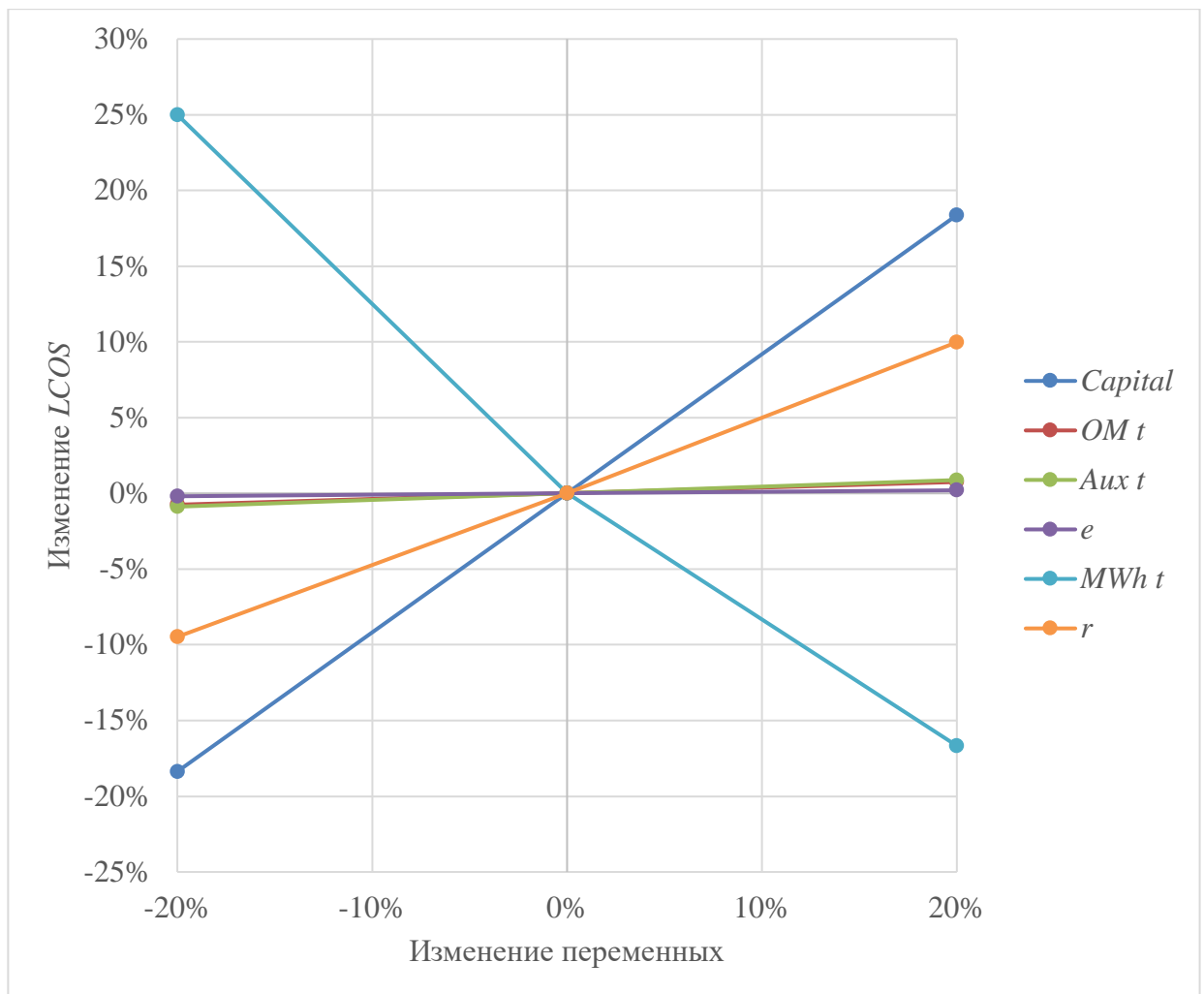


Рисунок 89 – Чувствительность $LCOS$

Итак, показатель $LCOS$ наиболее чувствителен к изменению величины капиталовложений $Capital$ и величины выдаваемой энергии MWh_t .

6.4 Заключение по расчёту *LCOS*

По результатам расчета на основании указанной методики нормированная стоимость накопления энергии *LCOS* для рассмотренного случая применения СНЭ в автономной энергосистеме без учёта амортизационных издержек составила 39,29 руб./кВт·ч, что близко к прогнозному значению на 2018 год – 36 руб./кВт·ч, приведённому в Концепции развития рынка систем хранения электроэнергии в Российской Федерации, подготовленной Министерством энергетики РФ [22].

Целью применения *LCOS* является оценка удельной стоимости накопленной и выданной электроэнергии в течение срока службы СНЭ. В то же время показатель не учитывает экономический эффект от дополнительных функциональных возможностей СНЭ: компенсации реактивной мощности, повышения качества электроэнергии и др.

Проведенный анализ чувствительности *LCOS* к изменениям исходных параметров продемонстрировал, что на значение показателя, главным образом, оказывают влияние два параметра: капитальные затраты на СНЭ и количество выдаваемой СНЭ энергии. Стоит отметить, что величина капиталовложений определяется довольно точно по данным производителей, а количество выдаваемой СНЭ энергии на этапе проектирования с высокой точностью определить, как правило, не представляется возможным, так как функционирование СНЭ на объекте подвержено влиянию множества внешних (например, климатических) и внутренних (например, колебания нагрузки, отключение генерирующих установок) факторов.

Таким образом, можно говорить о том, что применяемая в настоящее время для расчёта *LCOS* методика удобна для сравнения СНЭ со схожим функционалом. Необходимо уточнить, что для двух одинаковых СНЭ, работающих на разных объектах, *LCOS* в общем случае не будет одинаковым, т.к. зависит от особенностей самих объектов и требований к выполняемым СНЭ функциям. Поэтому при оценке экономической целесообразности применения

систем накопления энергии и их сравнении в настоящее время достоверный результат может обеспечить только детальное технико-экономическое обоснование. Однако это не отменяет того, что необходимо разработать (усовершенствовать) и утвердить единую методику расчёта *LCOS* с учетом специфики функционала СНЭ. Это позволит потенциальному заказчику получить прозрачный механизм сравнения конкурирующих предложений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Системы накопления энергии – многофункциональные устройства, имеющие высокий потенциал применения, как в составе Smart Grids (ИЭС ААС), так и в традиционных энергосистемах. Для анализа функционирования СНЭ в энергосистемах необходимы соответствующие модели.

В диссертационной работе, помимо анализа возможностей применения СНЭ, описания структуры и принципов работы СНЭ, приведены описания разработанной методики выбора параметров СНЭ, доработанной методики расчёта нормированной стоимости накопления электрической энергии (LCOS) и, наконец, разработанной в программно-вычислительном комплексе DIgSILENT PowerFactory математической модели СНЭ.

С использованием разработанной модели проведены расчёты по применению СНЭ для обеспечения сохранения устойчивости параллельной работы генераторов (при потере связи с системой, при трёхфазном коротком замыкании, при несимметричных коротких замыканиях), для ограничения скорости изменения мощности нагрузки, для ограничения верхнего и нижнего значения мощности нагрузки. Расчёты двух последних режимов работы СНЭ были сопоставлены с результатами натуральных испытаний СНЭ – и совпали с ними с достаточной точностью.

Разработанная модель СНЭ облегчает процесс подготовки модели энергосистемы к расчёту специалистами проектных и инжиниринговых организаций, в Приложении приведён Акт внедрения. Использование модели позволяет на начальном этапе оценить целесообразность применения СНЭ на объекте, модель может быть эффективно использована для выбора параметров СНЭ и отработки алгоритмов системы управления. При этом расчёт с использованием настоящей модели не требует больших вычислительных ресурсов и позволяет анализировать длительные электромеханические переходные процессы. Кроме того, модель предусматривает возможность адаптации для расчёта электромагнитных переходных процессов.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АА СЭ	–	Активно-адаптивная система электроснабжения
АВР	–	Автоматический ввод резерва
АКБ	–	Аккумуляторная батарея
АРВ	–	Автоматический регулятор возбуждения
АРС	–	Автоматический регулятор скорости
БМЗ	–	Блочно-модульное здание
ВИЭ	–	Возобновляемый источник энергии
ВЛ	–	Воздушная линия электропередачи
ВПТ	–	Вставка постоянного тока
ГПУ	–	Газопоршневая установка
ДГУ	–	Дизель-генераторная установка
ДЭС	–	Дизельная электростанция
ЕЭС	–	Единая энергетическая система России
ИЭС ААС	–	Интеллектуальная энергетическая система с активно-адаптивной сетью
КЗ	–	Короткое замыкание
КПД	–	Коэффициент полезного действия
ЛЭП	–	Линия электропередачи
ПН	–	Подсистема накопления энергии
ПОПС	–	Подсистема охранно-пожарной сигнализации
ПОСВ	–	Подсистема освещения
ПП	–	Подсистема преобразования энергии
ППЖТ	–	Подсистема пожаротушения
ППСН	–	Подсистема питания собственных нужд
ПСТ	–	Передача постоянного тока
ПС	–	Подстанция
ПСК	–	Подсистема коммуникации

ПТК	–	Подсистема теплокондиционирования
ПУ	–	Подсистема управления
РУ	–	Распределительное устройство
СНЭ	–	Система накопления энергии
СНЭ-НН	–	СНЭ, подключаемая к сети низкого напряжения (0,4 кВ)
СТАТКОМ	–	Статический компенсатор реактивной мощности
СТК	–	Статический тиристорный компенсатор реактивной мощности
СУАБ	–	Система управления аккумуляторными батареями
СУПН	–	Система управления подсистемой накопления
СУПП	–	Система управления подсистемой преобразования
ТПН	–	Точка подключения к электроэнергетической системе
ТПП	–	Точка присоединения потребителя
УПК	–	Устройство продольной компенсации
УШР	–	Управляемый шунтирующий реактор
ШИМ	–	Широтно-импульсная модуляция
IGBT	–	Insulated-Gate Bipolar Transistor – Биполярный транзистор с изолированным затвором
LCOS	–	Levelized Cost of Storage – Нормированная стоимость накопления электроэнергии

СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ

В настоящей работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Система накопления энергии (электрической энергии): установка с определёнными границами, подключенная к электрической сети, включающая, как минимум, один накопитель электрической энергии, которая извлекает электроэнергию из электроэнергетической системы, хранит эту энергию внутри себя в какой-либо форме и отдаёт её обратно в электроэнергетическую систему и которая включает в себя инженерные сооружения, оборудование преобразования энергии и связанное с ними вспомогательное оборудование [23].

Накопитель энергии (электрической энергии): устройство, способное поглощать электроэнергию, хранить её в течение определённого времени и отдавать эту энергию обратно, в ходе чего могут происходить процессы преобразования энергии [23].

Активно-адаптивная электрическая сеть (Smart Grid): система электроснабжения, использующая технологии обмена информацией и управления, распределённые вычислительные устройства и связанные с ними датчики и приводы для целей объединения и согласования поведения и действий пользователей сети и других заинтересованных сторон, обеспечения экономической эффективности, устойчивости, надёжности электроснабжения [24].

Возобновляемые источники энергии: энергия солнца; энергия ветра; энергия вод (в том числе сточных), за исключением случаев использования такой энергии на гидроаккумулирующих электростанциях; энергия приливов; энергия волн водных объектов, в том числе водоёмов, рек, морей, океанов; геотермальная энергия с использованием природных подземных теплоносителей; низкопотенциальная тепловая энергия земли, воздуха, воды с использованием специальных теплоносителей; биомасса, включающая в себя специально выращенные для получения энергии растения, в том числе деревья, а также

отходы производства и потребления, за исключением отходов, полученных в процессе использования углеводородного сырья и топлива; биогаз; газ, выделяемый отходами производства и потребления на свалках таких отходов; газ, образующийся на угольных разработках [25].

Электроэнергетическая система (энергосистема): совокупность электрических станций, электрических сетей и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике [26].

Электроэнергетический режим энергосистемы: совокупность технических параметров, характеризующих единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии (мощности) в энергосистеме и состояние объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики) [26].

Установившийся режим энергосистемы: электроэнергетический режим энергосистемы, характеризующийся незначительными изменениями значений технических параметров, позволяющими считать их неизменными [26].

Переходный режим энергосистемы (переходный процесс): переход от одного установившегося режима к другому, вызванный аварийными возмущениями или изменением технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок потребителей, оборудования, устройства [26].

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Energy storage forecast 2016 – 2030. Bloomberg New Energy Finance. — Nov. 20, 2017.
2. Michael T. Burr. Reliability demands drive automation investments // Public Utilities Fortnightly, Technology Corridor department. — Nov. 1, 2003.
3. Гаврилович Е. В., Данилов Д. И., Шевченко Д. Ю. «Умные сети» Smart Grid — перспективное будущее энергетической отрасли России // Молодой ученый. — 2016. — №28.2. — С. 55-59.
4. Кобец Б. Б., Волкова И. О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. — М.: ИАЦ Энергия, 2010. — 208 с.
5. Основные положения концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью. ОАО «ФСК ЕЭС». — 2011. — 51 с.
6. РСДН.560150.001 РЭ. Руководство по эксплуатации. Система накопления энергии низкого напряжения СНЭ-НН. ООО «Системы накопления энергии» — Введ. 19.04.2018. — 70 с.
7. Мельников В.Д. Разработка активно-адаптивной системы электроснабжения компрессорной станции: магистерская диссертация : 13.04.02. – Новосибирск, 2017. — 102 с.
8. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277 — 14 с.
9. Куликов Ю.А. Накопители энергии и их возможное применение в ЕЭС России. XI Международная научно-техническая конференция «Интеллектуальная электроэнергетика, автоматика и высоковольтное коммутационное оборудование», Москва, 8, 9 ноября 2011. — С. 7-11.
10. СТП.И.04.02-2017. Методика расчёта параметров и выбора системы накопления энергии. ООО «Системы накопления энергии» – Введ. 28.11.2017. — 15 с.

11. Ворошилов А., Петров А., Чудинов Е. Литий-железо-фосфатная аккумуляторная батарея. Моделирование режима зарядки // *Новости ЭлектроТехники*. — 2017. — № 2(104)–3(105) — С. 44-49.
12. Нос О. В. Синтез алгоритмов активной фильтрации высших гармоник в силовых электрических цепях / О. В. Нос, С. В. Брованов, М. А. Дыбко // *Автоматика, Институт автоматики и электрометрии СО РАН*. Т. 52. — 2016. — № 6 — С. 34-41.
13. Зиновьев, Г. С. Силовая электроника : учебное пособие для бакалавров / Г. С. Зиновьев. — 5-е изд., испр. и доп. — М. : Издательство Юрайт, 2012. — 667 с.
14. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: Учеб. для электроэнергет. спец. вузов. — 4-е изд., перераб. и доп. — М.: Высш. шк., 1985. — 536 с., ил.
15. Energy storage device application for load oscillations damping in isolated power systems / N. G. Kiryanova, D. Y. Baluev, G. A. Prankevich, V. M. Zyryanov // *Actual issues of mechanical engineering (AIME 2017) : proc. of the intern. conf., Tomsk, 27–29 July 2017*. — Paris : Atlantis Press, 2017. — P. 325-330.
16. DIgSILENT PowerFactory. Version 2018. User Manual. DIgSILENT GmbH. — Gomaringen, Germany. — May 2018. — 1213 p.
17. Akagi. H. Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning / H. Akagi, E.H. Watanabe, M. Aredes // IEE Press, John Wiley and Sons Inc. 2007. — P. 389.
18. Dybko M. A. Active power filter with battery energy storage based on NPC inverters / M. A. Dybko, S. V. Brovanov // *16th International conference of young specialists on micro/nanotechnologies and electron devices (EDM): Altai, Erlagol, 29 June — 3 July 2015*. — IEEE, 2015. — P. 415-421.
19. Calculating the Levelized Cost of Electricity Storage / A. Belderbos, E. Delarue, W. D'haeseleer // *Energy: Expectations and Uncertainty, 39th IAEE International Conference*. — 19–22 June 2016.

20. Calculation of Levelized Costs of Electricity for Various Electrical Energy Storage Systems / Manasseh Obi, S.M. Jensen, Jennifer B. Ferris, Robert B. Bass // Renewable and Sustainable Energy Reviews. — 2017. — vol. 67. — issue C. — P. 908-920.

21. Lazard's Levelized Cost of Energy Storage Analysis – Version 3.0. Lazard. — November 2017. — 49 p.

22. Концепция развития рынка систем хранения электроэнергии в Российской Федерации / Министерство энергетики Российской Федерации. — 2017.

23. IEC 62933-1. Electrical energy storage (EES) systems – Part 1: Vocabulary. — IEC, Geneva, Switzerland, 2018. — 37 p.

24. IEC 60050-617. International Electrotechnical Vocabulary – Part 617: Organization/Market of electricity. — IEC, Geneva, Switzerland, 2009. — 52 p.

25. Федеральный закон. Об электроэнергетике: федеральный закон от 26.03.2003 N 35-ФЗ. — 101 с.

26. ГОСТ Р 57114-2016. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения. — М. : Стандартинформ, 2016. — 16 с.



ПРИЛОЖЕНИЕ. АКТ ВНЕДРЕНИЯ

г. Новосибирск, Россия
ул. Серебренниковская, 14/1
8 800 707 66 50
info@estorsys.ru
ОГРН 1165476217114
ИНН 5405992553

АКТ о внедрении результатов диссертационной работы Нестеренко Г.Б.

Настоящим актом подтверждается, что результаты магистерской диссертации на тему «Динамическое управление режимами Smart Grid с использованием накопителей энергии», выполненной Нестеренко Г.Б., могут быть использованы при определении целесообразности установки систем накопления энергии на объекте, при подготовке технико-коммерческих предложений и технико-экономических обоснований, при выборе параметров систем накопления энергии, при отработке алгоритмов управления системой накопления энергии. В диссертации разработана математическая модель системы накопления энергии, использование которой может повысить скорость и эффективность выполнения работ специалистами ООО «СНЭ».

Разработанная в программно-вычислительном комплексе DIgSILENT PowerFactory математическая модель системы накопления энергии построена по модульному принципу и обладает большим потенциалом по доработке и расширению функционала. Компания ООО «СНЭ» заинтересована в совершенствовании модели и будет оказывать содействие в данной работе Нестеренко Г.Б. в дальнейшем.

Технический директор ООО «СНЭ»




Потапенко А.М.

«б» июня 2018 г.