



**Некоммерческое партнерство  
«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ  
Единой энергетической системы»**



*Российская академия наук  
Научный совет по проблемам  
надёжности и безопасности  
больших систем энергетики*

### **УТВЕРЖДАЮ**

Председатель Научного Совета РАН  
по проблемам надёжности и  
безопасности больших систем энергетики,  
Председатель Научно-технической  
коллегии НП «НТС ЕЭС»,  
член-корреспондент РАН,  
д.т.н., профессор

А.Ф. Дьяков

«3» июля 2015 г.

### **ПРОТОКОЛ**

совместного заседания Научного совета РАН по проблемам надёжности  
и безопасности больших систем энергетики и Научно-технической коллегии  
НП «НТС ЕЭС» на тему:

**«Комплексное техническое перевооружение и реконструкция  
ПС 500кВ Ногинск»**

26 июня 2015 года

№ 7/15

г. Москва

Присутствовало: 42 чел.

**Со вступительным словом выступил** Председатель научного Совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики, Председатель Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», член-корр. РАН, д.т.н., профессор **А.Ф. Дьяков**. Он отметил, что сегодня мы рассматриваем важный инвестиционный проект по комплексному техническому перевооружению и реконструкции ПС 500 кВ Ногинск. В докладах члены Советов должны услышать характеристики существующего объекта и обоснование его реконструкции, а также какова доля отечественного оборудования на реконструируемой ПС 500 кВ Ногинск.

**С докладом на тему «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Ногинск» выступил В.А. Воронин — заместитель генерального директора — главный инженер ОАО «Институт «Энергосетьпроект».**

Ниже изложены основные положения его доклада.

*Характеристика существующего объекта*

Подстанция (ПС) 500 кВ № 504 Ногинск является частью системообразующей сети ОЭС Центра и расположена в поселке Красный электрик вблизи г. Ногинска Московской области. Площадь существующей ПС в ограде составляет 18,3 га. ПС введена в эксплуатацию в 1956 г. К ПС подключены 3 линии 500 кВ, 7 линий 220 кВ и 14 линий 110 кВ.

На ПС 500/220/110 кВ установлено:

- два автотрансформатора (АТ) напряжением 500/110 кВ мощностью 345 МВА каждый (1958 г);
- два автотрансформатора напряжением 220/110 кВ мощностью 180 МВА каждый;
- три синхронных компенсатора (СК) мощностью 100 МВАр каждый и один ИРМ.

Схема на стороне 500 и 220 кВ: «трансформатор — шины» с присоединением линий через два выключателя. Схема на стороне 110 кВ: «две рабочие секционированные выключателями и обходная система шин с двумя обходными и двумя шиносоединительными выключателями» с присоединением линий через один выключатель, трансформаторов — через два выключателя.

ПС Ногинск тремя ВЛ 500 кВ связана с ПС 500 кВ Бескудниково (74,9 км), ПС Чагино (52,1 км) и ПС Владимирская (116,4 км).

ПС Ногинск семью ВЛ 220 кВ связана с ГРЭС-3 (двумя линиями), с Шатурской ГРЭС, ТЭЦ-23 и с ПС 220 кВ Дальняя, Шибаново, ЦАГИ.

ПС Ногинск 14-ю ВЛ 110 кВ связана с ПС 110 кВ Истомкинская (две линии), Ельня, Шульгино, Электросталь (две линии), Дуговая (две линии), Затишье Южное и Затишье Северное, Боровое (две линии), Глухово и Захарово.

«Узкими местами» в схеме электроснабжения потребителей в Ногинских электрических сетях, снижающими надёжность электроснабжения и ухудшающими качество электроэнергии, являются:

- значительная загрузка трансформаторов 220–110 кВ и линий электропередачи;
- устаревшее оборудование, которое требует реконструкции ПС и линий электропередачи в связи с физическим износом.

*Основания и предпосылки для реализации проекта*

Разработка проектной документации по титулу «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Ногинск» выполнена на основании:

- инвестиционной программы ОАО «ФСК ЕЭС»;

- схемы развития Московской энергосистемы и Ленинградской энергосистемы, включая программу развития объектов генерации и системообразующих электрических сетей 110 кВ и выше Московского региона, Санкт-Петербурга и Ленинградской области на период до 2015 г.;

- постановления правительства Московской области от 15.05.2008 г. № 366/16 «О стратегии развития электроэнергетики в Московской области на период до 2020 года»;

- договора от 05.06.2008 г. № 0200-0-29-01-ПИР/08 с филиалом ОАО «ЦИУС ЕЭС» – ЦИУС Центра.

#### *Краткая характеристика проектных решений*

Для проведения реконструкции ПС 500 кВ Ногинск рассматривались следующие варианты схемы электрических соединений ПС.

Вариант 1 (предложен к рассмотрению в соответствии с техническим заданием).

Реконструкция ПС 500/220/110 кВ Ногинск предполагает установку на подстанции:

- 2-х автотрансформаторов напряжением 500/220/10 кВ мощностью 500 МВА каждый;

- 4-х автотрансформаторов напряжением 500/110/10 кВ мощностью 250 МВА каждый;

- 2-х трансформаторов напряжением 220/10 кВ мощностью 100 МВА каждый;

- 4-х СТК-50 МВАр, присоединённых к компенсационной обмотке 10 кВ автотрансформаторов 220/110/10 кВ мощностью 4x250 МВА.

В варианте 1 в нормальном режиме загрузка двух автотрансформаторов 500/110 кВ составляет 250 МВА каждый (100 %) и двух других — 235 МВА каждый (94 %). В послеаварийном режиме, когда отключены два автотрансформатора 500/110 кВ 2x250 МВА, загрузка оставшихся в работе составит 331 МВА (133%) и 313 МВА (125 %), что не удовлетворяет требованиям надёжности электроснабжения

#### Вариант 2 (рекомендуемый)

Реконструкция ПС 500/220/110 кВ Ногинск по варианту 2 предполагает установку на ПС:

- 2-х АТ 500/220/10 кВ мощностью 500 МВА каждый;

- 4-х АТ 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА каждый;

- 2-х Т 220/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый;

- 2-х БСК мощностью 100 МВАр каждая, присоединённых к шинам 110 кВ.

По рекомендуемому варианту 2 проведены расчёты нормальных (режим зимнего максимума, и летнего минимума нагрузок) и наиболее характерных послеаварийных режимов работы сети. Рассмотрены два периода: 2012 и 2020 гг.

Рассмотрены два сценария роста электрических нагрузок на перспективу: пессимистический и оптимистический. Пессимистический сценарий соответствует уровню электрических нагрузок, принятых при

разработке «Схемы развития Московской энергосистемы на перспективу до 2020 г.». Оптимистический сценарий 2011 г. принят с учётом материалов Московского РДУ. Оптимистический сценарий 2020 г. предполагает достижение такого уровня нагрузок, при котором трансформаторы ПС, расположенные в зоне влияния ПС 500/220/110 кВ Ногинск, загружены до величины 52 % установленной мощности.

Результаты расчёта токов короткого замыкания (КЗ) показали, что отключающая способность установленных выключателей на всех ПС, кроме ПС Ногинск, Шибаново, Восточная и ТЭЦ-23, удовлетворяет расчётным значениям тока КЗ.

Для приведения в соответствие отключающей способности выключателей току КЗ необходимо произвести реконструкцию РУ 220 кВ на ПС Шибаново и Восточная. Реконструкция заключается в замене существующих выключателей на новые с элегазовой изоляцией, отключающая способность которых должна быть не менее 50 кА.

На шинах ПС Ногинск рекомендуется установка выключателей с элегазовой изоляцией, отключающая способность выключателей 110, 220 и 500 кВ должна быть не менее 63 кА. На ТЭЦ-23 рекомендуется замена выключателей на шинах 110 и 220 кВ на новые с элегазовой изоляцией, отключающая способность которых должна быть не менее 63 кА.

*Для проведения реконструкции ПС 500 кВ Ногинск рассматривались три варианта размещения ПС*

Вариант 1: с применением КРУЭ 500, 220 и 110 кВ и размещением новой ПС на существующей территории. Со строительством КРУЭ после переустройства в кабель части заходов ВЛ 110–220 кВ;

Вариант 2: с применением КРУЭ 500, 220 и 110 кВ и размещением новой ПС на существующей территории с разнесёнными зданиями трансформаторов и КРУЭ;

Вариант 3: с применением ОРУ 500, 220 и 110 кВ на новой территории.

Основным недостатком варианта 3 является то, что при реконструкции потребуется отвод нового земельного участка для размещения ПС ориентировочной площадью около 29,2 га для размещения заходов ЛЭП 500, 220 и 110 кВ площадью около 1,35 га (без учёта временного отвода на время строительства около 38 га (постановление Правительства РФ от 11.09.2003 г. № 486)). При этом размещение ПС и заходов ЛЭП предполагается осуществить на землях обременённых правами третьих лиц.

Для дальнейшего рассмотрения были оставлены варианты 1 и 2.

По вариантам 1 и 2 сооружаются:

- КРУЭ 500 кВ;
- КРУЭ 220 кВ;
- КРУЭ 110 кВ;
- ЗРУ 10(6) кВ;
- АТ-1, АТ-2 500 МВА 500/220 кВ;
- АТ-3÷АТ-6 250МВА 220/110/10 кВ;
- Т-8, Т-7 100 МВА 220/10 и реакторов 10 кВ;

- кабельные тоннели 500, 220, 110 кВ для КВЛ 500, 220, 110 кВ;
- кабельные тоннели 220 кВ для присоединения АТ-1, АТ-2 и АТ-3÷АТ-6 к КРУЭ 220 кВ;
- полузаглублённые кабельные каналы для присоединения Т-7 и Т-8 к КРУЭ 220 кВ и АТ-3÷АТ-6 к КРУЭ 110 кВ;
- здание устройств компенсации емкостных токов замыкания на землю (ДГК);
- открытый переходной пункт 500 кВ;
- открытый переходной пункт 220 кВ;
- открытый переходной пункт 110 кВ;
- две конденсаторные батареи 110 кВ открытой установки.

При существующих условиях и требованиях к дальнейшей разработке был принят вариант 2 в исполнении КРУЭ на существующей площадке. По этому варианту строительство КРУЭ и трансформаторных камер выполняется после переустройства в кабель части заходов ВЛ 220, 110 кВ.

*Краткая характеристика технических решений по РЗА, ПА, АСУ ТП и средствам связи*

Решения по РЗА разработаны с использованием микропроцессорных (МП) устройств, реализующих в одном устройстве несколько функций: РЗ, автоматики, осциллографирования, регистрации событий, определения места повреждения. Определены состав комплексов РЗА элементов подстанций 500–10 кВ и прилегающих к ПС Ногинск линий 500–110 кВ. Типы быстродействующих защит линий выбраны с учётом возможности использования цифровых каналов связи по ВОЛС. Обеспечена возможность интеграции всех МП устройств РЗА в АСУ ТП подстанции по протоколу МЭК 61850.

Решения по ПА выполнены с учётом возможностей современной микропроцессорной техники. Разработанная структурная схема учитывает как решения по локальным устройствам противоаварийной автоматики (АОПН, АЛАР, АОПО и т. п.), так и участие ПС 500 кВ Ногинск в централизованной системе противоаварийного управления как одной из частей системообразующей сети ОЭС Центра;

Решения по АСУ ТП разработаны как единая, интегрированная, иерархическая, распределённая человеко-машинная система, работающая в реальном масштабе времени. АСУ ТП оснащена программно-техническими средствами сбора, обработки, регистрации, хранения, отображения данных в нормальных и аварийных режимах работы подстанции и передачи телеинформации в ДП РДУ Системного Оператора и ЦУС Московского ПМЭС.

Решения по системе связи на ПС 500 кВ Ногинск и прилегающих к ней сетей напряжением 500/220/110 кВ обеспечивают обмен всеми видами информации (голос, телеинформация, данные) с гарантированным качеством и в объёме, требуемом существующими системами диспетчерского, технологического, административно-хозяйственного управления и

эксплуатационного обслуживания подстанций и линий электропередачи и включают в себя:

- подвеску волоконно-оптических кабелей, встроенных в грозозащитный трос (ОКГТ) и самонесущих кабелей (ОКСН) более 300 км;
- установку оборудования магистральных мультиплексоров STM-4/16 и мультиплексоров сети доступа на 7 ПС;
- формирование технологической платформы и информационной инфраструктуры для внедрения перспективных систем внутриобъектной связи,
- установку оборудования ВЧ связи комплексного использования для передачи сигналов (РЗ) и (ПА), а также голосовой и телеметрической информации и приемопередатчиков ВЧ.

*Заземление и электромагнитная совместимость* ПС 500 кВ Ногинск выполнен в соответствии с требованиями СТО56947007-29.240.10.028-2009, в составе которого:

- проведены расчёты параметров заземляющего устройства вновь устанавливаемого оборудования на ПС 500 кВ Ногинск и анализ их соответствия предельно допустимым значениям;
- проведены расчёты уровней электромагнитных воздействий на вторичное оборудование и анализ их соответствия предельно допустимым значениям;
- разработаны мероприятия по обеспечению требований нормативных документов, предъявляемых к заземляющему устройству подстанции;
- разработаны мероприятия по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования в соответствии с требованиями нормативных документов.

*Стоимость Инвестиционного проекта*

Стоимость инвестиционного проекта представлена в табл. 1.

Таблица 1

Общая сметная стоимость строительства (без НДС), тыс. руб.		
	в ценах на 01.01.2000 г.	в ценах II квартала 2012 г.
Всего	2 349 002,04	11 372 015,24
в том числе:		
строительно-монтажные работы	460 726,18	3 052 619,45
оборудование	1 579 444,29	5 780 766,10
прочие работы и затраты	308 831,57	2 538 629,69

### *Заключение ФАУ «Главгосэкспертиза России»*

По проектной документации и результатам инженерных изысканий было получено положительное заключение ФАУ «Главгосэкспертиза России».

С докладом **«Технологический и ценовой аудит проекта «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция подстанции 500 кВ Ногинск»** выступил **К.В. Аристов** — руководитель проекта ООО «ЭФ-Инжиниринг». Ниже изложены основные положения доклада.

Компания ООО «ЭФ-Инжиниринг» (Аудитор) в рамках заключённого с ОАО «ФСК ЕЭС» (Заказчик) договора и в объёме технического задания (ТЗ) представила результаты технологического и ценового аудита (ТЦА) проекта «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Ногинск» (Проект).

#### *Основания и предпосылки для реализации Проекта*

Основаниями для разработки Проекта явились:

- Инвестиционная программа ОАО «ФСК ЕЭС» на периоды 2007–2010 гг., 2014–2018 гг.;
- схемы развития Московской энергосистемы и Ленинградской энергосистемы, включая программу развития объектов генерации и системообразующих электрических сетей 110 кВ и выше Московского региона, Санкт-Петербурга и Ленинградской области на период до 2015 г.;
- постановление правительства Московской области от 15.05.2008 г. № 366/16 «О стратегии развития электроэнергетики в Московской области на период до 2020 г.».

Необходимость комплексной реконструкции и технического перевооружения ПС 500 кВ Ногинск обусловлена физическим и моральным износом основного технологического оборудования. До проведения реконструкции на ПС 500/220/110кВ Ногинск были установлены:

- автотрансформатор напряжением (АТ) 500/110 кВ мощностью по 3х115 МВА (АТ-1, 1956 г.);
- АТ 500/110 кВ мощностью 250 МВА (АТ-2, 2007 г., установленный в 2012 г. в соответствии с рабочей документацией, выполненной по титулу «ПС 500 кВ «Ногинск» реконструкция АТ-2 500/110 кВ»);
- два трансформатора (Т) напряжением 220/110 кВ мощностью 3х60 МВА каждый (Т-3, Т-4, 1955г.);
- синхронный компенсатор (СК) мощностью 100 МВАр (СК-1, 1985 г.).

Загрузка трансформаторов согласно Схеме и программе развития электроэнергетики г. Москвы на 2013–2017 гг. в режиме зимнего максимума по данным замеров 2006–2010 гг. не превысила 50 %. Максимальная загрузка

АТ-1 и АТ-2 по данным замеров 2010–2011 гг. составила 107 и 82 % соответственно.

Отключающая способность выключателей достигла отключающей способности установленных на ПС выключателей (31,5 кА на стороне 110 и 500 кВ, 26,3 и 31,5 на стороне 220 кВ).

*Краткая информация о статусе реализации инвестиционного проекта на момент проведения ТЦА*

Проектная документация по титулу «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Ногинск» выполнялась ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ», заказчик — ОАО «ЦИУС ЕЭС» – филиал ЦИУС Центра.

Проектная документация, за исключением сметной документации, получила положительное заключение ФАУ «Главэкспертиза России» от 12.02.2012 г. № 119-12/ГГЭ-7673/02.

В процессе разработки рабочей документации и строительства ПС потребовалось изменение решений стадии «проектная документация». Корректировку проектной документации, а также строительно-монтажные работы осуществляет ОАО «Энергострой М.Н.».

Стоимость реализации Проекта на 2013–2017 гг. составляет 10 175,36 млн руб. (с НДС). Срок окончания реконструкции — 2017 г.

*Экспертный анализ эффективности принятых технических и технологических решений*

В процессе проведения технологического аудита была рассмотрена проектная и рабочая документация по титулам «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Ногинск», предоставленная Аудитору в полном объёме, и «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Ногинск. Корректировка», по которой не был предоставлен том с расчётами электрических режимов, находившийся во время выполнения аудита в разработке. Аудитором был использован аналогичный том из проектной документации до корректировки.

*Расчёты электрических режимов, схема присоединения к сети*

В проектной документации рассмотрены режимы работы электрической сети 110 кВ и выше с учётом реконструкции ПС 500 кВ Ногинск. Расчёты представлены на этапы 2012 и 2020 гг. Электрические расчёты выполнены для нормальных режимов зимних и летних максимальных, а также летних минимальных электрических нагрузок. Выполнены расчёты послеаварийных режимов зимних максимальных нагрузок. На основании результатов расчётов сделаны выводы о достаточности количества и номинальной мощности вновь устанавливаемых на ПС 500 кВ Ногинск АТ 500/220кВ и АТ 220/110кВ, а также выданы рекомендации по повышению пропускной способности прилегающей сети.

В Проекте рассмотрено два варианта схемы электрических соединений ПС 500/220/110/10 кВ Ногинск после проведения реконструкции. В результате сравнения был принят вариант, характеризуемый следующими основными параметрами:



- РУ 500 кВ — «трансформаторы-шины с полуторным присоединением линий». Исполнение — КРУЭ;
- РУ 220 кВ – «полуторная». Исполнение — КРУЭ;
- РУ 110 кВ – «две секционированные выключателями системы шин с подключением автотрансформаторов 220/110 кВ к секциям шин 110 кВ через «развилку выключателей». Исполнение — КРУЭ;
- два трёхфазных автотрансформатора АТ-1, АТ-2 напряжением 500/220 кВ, мощностью 500 МВА каждый;
- четыре трёхфазных автотрансформатора АТ-3, АТ-4, АТ-5, АТ-6, напряжением 220/110 кВ, мощностью 250 МВА каждый;
- два трёхфазных трансформатора с расщеплённой обмоткой НН Т-7, Т-8, напряжением 220/10-10, мощностью 100 МВА.

По результатам расчёта токов КЗ на шинах 110–500 кВ ПС Ногинск определены требования к отключающей способности выключателей на ПС Ногинск и прилегающей сети в зоне её влияния. Максимальные токи КЗ на шинах 500, 220, 110 кВ составят: РУ 500 кВ –  $I_k^{(3)} = 50,1$  кА; РУ 220 кВ –  $I_k^{(1)} = 56$  кА; РУ 110 кВ –  $I_k^{(1)} = 56,8$  кА;

На шинах ПС Ногинск предполагается установка коммутационного оборудования с элегазовой изоляцией, отключающая способность выключателей 110, 220 и 500 кВ должна быть не менее 63 кА. На ПС 220 кВ Восточная, Шибаново и ТЭЦ-23 необходимо произвести замену существующих выключателей на новые с элегазовой изоляцией и отключающей способностью не менее 50–63 кА.

В соответствии с томом П0117-449-09-т 1/2, предусматривалась установка БСК, суммарной мощностью 200 МВАр, но при корректировке проекта, от установки СКРМ отказались. В откорректированном проекте предусматривается две ячейки с выключателями КРУЭ 110 кВ для подключения двух БСК по 100 МВАр каждая в перспективе.

В целом Аудитор подтверждает результаты расчётов, представленные в рассматриваемом томе П0117-449-09-т 1/2, а также основные электротехнические решения в части выбора количества и типа вновь устанавливаемых на ПС 500 кВ Ногинск АТ 500/220 кВ и АТ 220/110 кВ. Схемные решения, принятые в проекте оптимальны и соответствуют требованиям СТО 56947007-29.240.10.028-2009 «НТП ПС 3 –750 кВ» и СТО 56947007-29.240.30.010-2008 ОАО «ФСК ЕЭС».

При корректировке Проекта Аудитор рекомендует:

- подтвердить отсутствие необходимости в установке двух БСК 110 кВ мощностью 100 МВАр каждая в рамках настоящего титула;
- ввиду отказа от ПС 110 кВ Благовещенская в актуализированной схеме развития при корректировке проекта провести обоснование необходимости замены на перспективу существующего провода (АС-150) ВЛ 110 кВ «Ногинск – Шерна с отп.» и ВЛ 110 кВ «Ногинск – Черноголовка с отп.» на провод сечением АС-400. Согласно оценке Аудитора для рассматриваемых ВЛ может быть достаточно сечения АС-240.

### *Схемы РУ собственных нужд и абонентских подключений*

При реконструкции ПС 500 кВ Ногинск предполагается реализовать систему собственных нужд следующей конфигурации:

- РУ СН 10 кВ — «одна, секционированная выключателями, система шин» (№ 10-1);
- четыре двухсекционных щита собственных нужд с АВР на секционных выключателях;
- восемь рабочих трансформатора собственных нужд, питающихся от РУ СН;
- один резервный трансформатор собственных нужд, питающийся от абонентского ЗРУ 10 кВ;
- дизель-генераторная установка 1000 кВт.

Рабочие секции РУСН 10 кВ питаются от обмоток НН (10 кВ) автотрансформаторов АТ-3 и АТ-6 напряжением 220/110/10 кВ типа АТДЦТН-250000/220/110/10кВ.

ЗРУ 10 кВ (абонентское ЗРУ), выполняемое по схеме «две одиночные секционированные системы сборных шин», питаются от обмоток низшего напряжения трансформаторов Т-7, Т-8 мощностью 100 МВА напряжением 220/10/10кВ.

Для ограничения токов КЗ на шинах ЗРУ и РУСН 10 кВ собственных нужд ПС до уровня 12,0 кА устанавливаются токоограничивающие реакторы 10 кВ.

ЗРУ 6 кВ (абонентское ЗРУ), выполняемое по схеме «одна, секционированная выключателями, система шин», питается от обмоток низшего напряжения трансформаторов Т-2Р и Т-1Р мощностью 6300 кВА напряжением 10/6,3 кВ, которые запитываются от секций К-1К, К-4К абонентского ЗРУ 10кВ.

По результатам рассмотрения схемы питания собственных нужд ПС «Ногинск», а также схем абонентских РУ 6 и 10 кВ, Аудитор считает, что принятые схемные решения являются обоснованными и оптимальными.

#### *Выбор основного электрооборудования*

Выбор оборудования выполнен по номинальному напряжению, току нагрузки и по возможности отключения однофазного или трехфазного тока КЗ на шинах РУ соответствующего напряжения.

Аудитор считает, что выбранные характеристики основного электрооборудования, а также решения по ограничению токов КЗ, принятые в Проекте, соответствуют параметрам режима и требованиям действующей нормативной документации.

#### *Компоновочные решения*

Учитывая отсутствие необходимых участков на территории действующей ПС для реконструкции ПС с применением оборудования с воздушной изоляцией (необходима территория около 80–90 % территории действующей ПС), реконструкция ПС 500 кВ Ногинск осуществляется с применением оборудования КРУЭ.

На ПС предусматриваются технологические здания и сооружения:

- КРУЭ 500, 220 (совмещённое с ОПУ), 110 кВ;
- абонентского ЗРУ 10 (6) кВ;
- АТ-1,2 500 МВА 500/220/10 кВ с выносной системой охлаждения;
- АТ-3,6 250 МВА 220/110/10 кВ с реакторами 10 кВ;
- АТ-4,5 250 МВА 220/110/10 кВ;
- Т-7 100 МВА 220/10-10 кВ с реакторами 10 кВ;
- Т-8 100 МВА 220/10-10 кВ с реакторами 10 кВ;
- ДГК;
- проходной;
- вспомогательного назначения (реконструкция ГЩУ);
- КПП Ногинского РМЭС (реконструкция);
- склад отдельно стоящий заглубленный;
- кабельные тоннели 500, 220 и 110 кВ;
- открытые переходные пункты 500, 220 и 110 кВ;
- дизель-генераторная установка 0,4 кВ, 1000 кВА.

Электрическая связь между КРУЭ 500 кВ и автотрансформаторами АТ-1, АТ-2 выполняется элегазовыми токопроводами, остальные связи между трансформаторами и РУ 220-110 кВ выполняются с помощью кабелей, прокладываемых в кабельных тоннелях.

Аудитор отмечает:

- объединение кабельных линий (КЛ) 220 кВ в один туннель в подвальной части здания АТ-1, АТ-2 грозит потерей автотрансформаторной связи КРУЭ 500 кВ и КРУЭ 220 кВ. В соответствии с СТО 56947007-29.240.10.028-2009 «НТП ПС 35-750кВ» п. 6.2.9 необходимо минимизировать данный риск, что достигается оборудованием кабельного тоннеля системой автоматического пожаротушения, разнесением КЛ 220 кВ по разные стороны кабельного тоннеля, обработкой кабелей огнезащитным составом и сооружением противопожарных перегородок. На стадии корректировки Проекта в том же расчётах электрических режимов Аудитор рекомендовал рассмотреть случай потери АТ-1 и АТ-2;
- прокладка силовых кабелей в кабельных тоннелях является затратным и технически более сложным решением, чем прокладка КЛ по эстакадам и кабельным каналам. Альтернативные, более простые и дешёвые способы прокладки КЛ на стадии проектирования не рассматривались, а учитывая текущее состояние реконструкции объекта, пересматривать решения по кабельным тоннелям нецелесообразно.

По результатам рассмотрения компоновочных решений Аудитор считает, что применение КРУЭ для реконструкции РУ 500, 220 и 110 кВ ПС Ногинск является обоснованным, поскольку поэтапная реконструкция ПС с применением оборудования с воздушной изоляцией в условиях ограниченного землеотвода является труднореализуемой. Площадь, занимаемая оборудованием после реконструкции ПС уменьшится, а

высвободившаяся территория будет использована под ремонтную базу Ногинского РМЭС.

#### *Возможности для оптимизации принятых технических решений*

При проведении инженерного анализа проектной документации по титулу «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Ногинск» с учётом проходящей в момент проведения ТЦА корректировки по данному титулу, Аудитор выявил возможности оптимизации технических решений, перечисленные в главе 3 отчёта по ТЦА, однако, учитывая то, что Инвестиционный проект находится на стадии СМР, а основное оборудование закуплено и поставлено на объект, Аудитор не видит целесообразности значительного изменения проектных решений. Отдельные предложения аудитора могут быть учтены в зависимости от стадии СМР на объекте.

#### *Идентификация основных технологических рисков*

Основным технологическим риском, по мнению Аудитора, является возможность потери автотрансформаторной связи КРУЭ 500 кВ и КРУЭ 220 кВ в случае пожара в кабельном сооружении. На стадии корректировки проекта рекомендуется рассмотреть допустимость режима потери АТ-1 и АТ-2.

#### *Основные выводы о целесообразности реализации Инвестиционного проекта, эффективности технических и технологических решений*

По результатам проведённого инженерного анализа Аудитор считает реализацию проекта по титулу «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Ногинск» целесообразной.

Применяемые в проектной документации технические решения в полной мере соответствуют современной практике проектирования объектов электросетевого хозяйства. Схемы РУ 500, 220 и 110 кВ основаны на типовых решениях ОАО «ФСК ЕЭС», рекомендованных к применению. Аудитор считает обоснованным применение КРУЭ при реконструкции ПС 500 кВ Ногинск в условиях отсутствия достаточного свободного места на территории существующей ПС. Также широко распространённым решением является организация заходов ВЛ в КРУЭ через открытые переходные пункты.

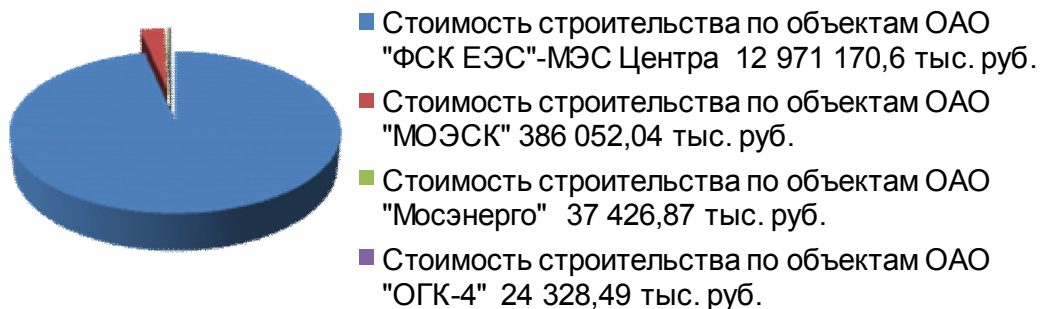
#### *Проведение ценового аудита*

В процессе проведения ценового аудита была рассмотрена сметная документация, а также том № П0117-449-03-т1 «Эффективность инвестиций строительства» по титулу «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Ногинск». Аналогичная документация по титулу «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Ногинск. Корректировка» не была предоставлена, так как находилась в это время в разработке.

#### *Анализ затрат на реализацию Инвестиционного проекта*

Затраты по Проекту оценены Проектировщиком в 13 418 978,00 тыс. руб. (с НДС), структура затрат представлена на рисунке.

**Общая стоимость реализации Проекта составляет 13 418 978,00 тыс. руб. (с НДС) в том числе:**



**Рисунок. Структура стоимости реализации Проекта**

Аудитор отмечает, что сметы, предоставленные по проекту «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Ногинск», не проходили ГГЭ и выполнены в ценах 2011–2012 гг., то есть неактуальны.

Исполнитель произвел оценку стоимости реализации проекта по титулу «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Ногинск» на основе данных сборника «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35–750 кВ», утверждённый приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.07.2012 г. № 385 (в редакции приказа ОАО «ФСК ЕЭС» от 21.10.2014 г. № 477). При проведении укрупнённого расчёта стоимости не учитывались работы на ПС Мосэнерго, МОЭСК и ОГК-4, а также работы по устройству заходов на ПС и переустройству ВЛ и по подготовке территории (что составляет 197 525,35 тыс. руб., 8,41 %, согласно ССР).

По полученной Аудитором оценке стоимость реализации проекта в базовых ценах составляет 1 961 717,70 тыс. руб. (без НДС) против 2 151 476,68 тыс. руб. по Проекту.

Учитывая, что в расчёте по УСП не учтены усложняющие коэффициенты (работа в стеснённых условиях, производство работ вблизи объектов, находящихся под напряжением), затраты на реализацию Проекта в базовых ценах можно признать соответствующими нормативным показателям. Тем не менее, Аудитор затрудняется сделать итоговое заключение о соответствии стоимостных показателей Инвестиционного проекта принятым в российской практике значениям, так как представленная сметная документация неактуальна.

*Финансово-экономическая оценка инвестиционного проекта*

В проектной документации выполнен том № П0117-449-03-Т1 «Эффективность инвестиций строительства».

Показатели экономической эффективности Проекта представлены в табл. 2.

Таблица 2

Показатель экономической эффективности	Ед. изм.	Без учёта дисконтирования	С учётом дисконтирования (15 %)
Срок окупаемости	мес.	42	46
ЧД/ЧДД	тыс. руб.	48 789 681	19 667 285
ВНД	%	64,48	64,48
Индекс доходности	отн. ед.	6,72	3,55

Согласно представленным данным Проект имеет приемлемые показатели экономической эффективности. Однако заложенные в расчёт инвестиционные затраты (9 277 884,71 тыс. руб. с НДС) существенно ниже стоимости реализации проекта по ССР (13 418 978,00 тыс. руб. (с НДС), на 31 %). Таким образом, представленные в проекте оценки его экономической эффективности неактуальны.

*Анализ соответствия проектов, заложенных в инвестиционной программе, стратегии развития Заказчика и электросетевого комплекса*

Аудитор произвел анализ соответствия Проекта Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации, утверждённой распоряжением Правительства РФ от 03.04. 2013 г. N 511-р, и пришёл к выводу, что реализация Проекта не противоречит базовым положениям Стратегии.

В частности, реализация Проекта отражает такие стратегические приоритеты, как:

- обеспечение надёжности энергоснабжения потребителей;
- обеспечение высокого качества их обслуживания;
- развитие инфраструктуры для поддержания роста экономики России.

*Оценка правильности и обоснованности выполнения сметных расчётов*

На основании технического задания Аудитор произвёл оценку:

- соответствия сметной документации, разработанной в составе проектной, установленным сметным нормам и правилам, а также правильность определения стоимости проектных работ, включая достоверность состава и объёмов работ по разделам сметной документации объемам и составу работ, указанных в проектной документации, задании на проектирование, техническим условиям;

- смет на правильность их расчёта, обоснованность применения расценок, поправочных коэффициентов, индексов пересчёта в текущие цены, норм накладных расходов и сметной прибыли, лимитированных затрат в соответствие с проектными и договорными условиями, фактическими условиями строительства;

- стоимости и количества используемых машин и механизмов;

- правильности составления сводного сметного расчёта, обоснованности включения в него работ и затрат.

В ходе анализа представленной сметной документации был выявлен ряд отклонений, но в целом Аудитор считает, что сметная документация по титулу «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Ногинск» соответствует требованиям, предъявляемым к сметной документации, разрабатываемой на стадии «проектирование». Оценка снижения стоимости реализации проекта, с учётом выявленных Аудитором отклонений не производилась, так как представленный в Проекте сметный расчёт неактуален. По этой же причине Аудитор не может сформировать своё экспертное мнение о соответствии цены Проекта по разработанной проектной документации рыночным ценам.

*Заключение по результатам проведения публичного технологического и ценового аудита*

1. Проведение технического перевооружения и реконструкции ПС 500 кВ Ногинск целесообразно.

2. Технические и технологические решения в рамках Проекта по титулу «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Ногинск» с учётом корректировки Проекта в основном соответствуют действующей НТД РФ, требованиям действующих отраслевых и корпоративных стандартов ОАО «ФСК ЕЭС», регламентов оптового рынка электроэнергии и мощности, а также Положению ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе.

3. Представленная Аудитору для оценки сметная документация (затраты по ССР 13 418 978,00 тыс. руб. с НДС), разработанная в рамках титула «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500кВ Ногинск», сформированная в ценах 2011–2012 гг., является неактуальной.

4. Затраты на реализацию Проекта в базовых ценах (1 961 717,70 тыс. руб. без НДС в ценах 2001 г.) в целом можно признать соответствующими нормативным показателям.

5. К основному риску проекта Аудитор относит риск недофинансирования Проекта.

6. Реализация Проекта не противоречит базовым положениям Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации, утверждённой распоряжением Правительства РФ от 03.04. 2013 г. № 511-р, но стоимость Проекта по ССР (13 418,98 млн руб.) существенно выше заложенной в инвестиционной программе ОАО «ФСК ЕЭС» на 2013–2017 гг. (10 175,36 млн руб.)

В ходе дискуссии выступили академик РАН **А.А. Саркисов**, академик РАН **О.Н. Фаворский**, член-корр. РАН **А.Ф. Дьяков**, к.э.н. **В.А. Джангиров** — заместитель председателя комитета Торгово-промышленной палаты РФ По энергетической стратегии и развитию ТЭК, **В.А. Воронин** — заместитель генерального директора – главный инженер ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ», **К.В. Аристов** — руководитель проекта ООО

«ЭФ-Инжиниринг», **Д.Н. Паришкура** — директор по инвестициям ОАО «ФСК ЕЭС», **Е.В. Ляпунов** — первый заместитель генерального директора — главный инженер МЭС «Центра» - филиала ОАО «ФСК ЕЭС», д.т.н. **Б.И. Нигматулин** — первый заместитель генерального директора Института проблем естественных монополий, д.т.н., профессор **В.В. Кудрявый** — научный руководитель центра «Оптимизация управления в энергетике» НИУ «МЭИ», д.т.н., профессор **Б.К. Максимов** — первый заместитель заведующего кафедрой РЗиА НИУ «МЭИ», д.т.н. **Ю.Н. Кучеров** — начальник Департамента технического регулирования ОАО «СО ЕЭС», д.т.н., профессор **О.А. Терешко** — руководитель УМЦ- заместитель генерального директора Корпоративного энергетического университета.

В ходе дискуссии были уточнены следующие важные положения Проекта:

- выполненные расчёты статической и динамической устойчивости согласованы с ОАО «СО ЕЭС»;
- схема ПС 500 кВ Ногинск была оптимизирована, что позволило повысить надёжность энергоснабжения потребителей;
- расчёты перетоков активной и реактивной мощности выполнены в полном объёме и согласованы с ОАО «СО ЕЭС».

#### **Совместное заседание ОТМЕЧАЕТ:**

1. Целесообразность проведения технического перевооружения и реконструкции ПС 500 кВ Ногинск.

2. Инвестиционный проект «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Ногинск» представлен на рассмотрение Советов после получения положительное заключение ФАУ «Главгосэкспертиза России» и прошёл процедуру тендера на закупку оборудования.

3. Большую долю иностранного оборудования на реконструируемой ПС 500 кВ Ногинск составляет импортное оборудование. Так, например, КРУЭ 500 кВ и автотрансформаторы будут поставлены корейской корпорацией Hyundai, поскольку в России это оборудование не производится. В связи с этим Совместное заседание отмечает важность своевременного исполнения мероприятий, предусмотренных приказом Минпромторга России от 31.03.2015 г. № 653 «Об утверждении плана мероприятий по импортозамещению в отрасли энергетического машиностроения, кабельной и электротехнической промышленности Российской Федерации».

4. Реконструкция ПС 500 кВ Ногинск повысит надёжность транзита мощности и обеспечит резервирование других ПС 500 кВ в системообразующей сети 500 кВ Московского региона, а также обеспечит передачу дополнительной мощности в распределительную сеть 110–220 кВ и повысит надёжность энергоснабжения потребителей Ногинского, Павлово-Посадского, Орехово-Зуевского, Щелковского районов Московской области, а также городов Электросталь, Загорск-15 и Киржачского района Владимирской области.



**Заслушав доклады, выступления в дискуссии представителей заинтересованных организаций, замечания и предложения членов Советов и приглашенных специалистов, Совместное заседание**

**РЕШИЛО**

1. Одобрить с учётом высказанных замечаний представленное ООО «ЭФ-Инжиниринг» положительное заключение технологического и ценового аудита инвестиционного проекта «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Ногинск».

2. Рекомендовать ОАО «Энергострой М.Н.» учесть следующие предложения и замечания, представленные ООО «ЭФ-Инжиниринг», при корректировке проектно-сметной документации инвестиционного проекта «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 500 кВ Ногинск»:

- подтвердить отсутствие необходимости в установке двух БСК 110 кВ мощностью 100 МВАр каждая;

- ввиду отказа от ПС 110 кВ Благовещенская в актуализированной схеме развития при корректировке Проекта провести обоснование необходимости замены на перспективу существующего провода (АС-150) ВЛ 110 кВ Ногинск – Шерна и ВЛ 110 кВ «Ногинск – Черноголовка на провод сечением АС-400. Согласно оценке Аудитора для рассматриваемых ВЛ может быть достаточно сечения АС-240;

- в том же расчётах электрических режимов рассмотреть случай потери автотрансформаторной связи АТ-1 и АТ-2.

Первый заместитель Председателя  
Научно-технической коллегии  
НП «НТС ЕЭС», д.т.н., профессор

В.В. Молодуюк

Учёный секретарь  
Научно-технической коллегии  
НП «НТС ЕЭС», к.т.н.

Я.Ш. Исамухамедов

Учёный секретарь Совета РАН по  
проблемам надёжности и безопасности  
больших систем энергетики,  
заведующий отделением  
ОАО «ЭНИН», д.т.н., профессор

В.А. Баринов