ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РОССИИ НА ПЕРИОД ДО 2030 Г.

ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ РАЗРАБОТКИ ПРОГРАММЫ МОДЕРНИЗАЦИИ ЕНЭС РОССИИ

АВТОРЫ:

БАРИНОВ В.А.,
Д.Т.Н.
ОАО «ЭНИН»

ЛАЧУГИН В.Ф.,
К.Т.Н.
ОАО «ЭНИН»

ЛИСИЦЫН Н.В.,
К.Т.Н.
ОАО «ЭНИН»

МАНЕВИЧ А.С.
ОАО «ЭНИН»

АНТОНОВА А.С.
ОАО «ЭНИН»

АНТОНОВ П.С.
ОАО «ЭНИН»

МУРАЧЕВ А.С.
ОАО «ЭНИН»

В условиях нарастания объемов старения основных фондов ЕНЭС России модернизация просто необходима

В статье приведены общая характеристика и основные результаты работы по разработке Программы модернизации ЕНЭС России на период до 2020 г. с перспективой до 2030 г. (далее Программа), выполненной ОАО «ЭНИН» в качестве головной организации совместно с ИНЭИ РАН, ОАО «Институт «Энергосетьпроект», ИСЭМ СО РАН, ОАО «НТЦ ЕЭС» по заданию ОАО «ФСК ЕЭС» в 2011–2012 гг.

Данная разработка проведена в развитие Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2030 года, разработанной ведущими научными и проектными институтами отрасли под руководством ОАО «ЭНИН» по заданию Минэнерго России, и имеет основной целью углубление ее положений в части развития основной электрической сети страны.

Программа модернизации электроэнергетики России на период до 2020 г., являющаяся частью Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2030 г., вошла в Государственную программу РФ «Энергоэффективность и развитие энергетики», утвержденную распоряжением правительства РФ от 3 апреля 2013 г. № 512-р.

По состоянию на 1 января 2012 г. общая протяженность электрических сетей напряжением 220 кВ и выше по всем объединенным энергосистемам (ОЭС) России составляла более 161,4 тыс. км, в том числе напряжением 330 кВ и выше – около 58,1 тыс. км, а суммарная установленная на подстанциях мощность трансформаторов (автотрансформаторов) с высшим номинальным напряжением 220 кВ и выше – более 406,5 тыс. МВА, в том числе напряжением 330 кВ и выше – более 173,0 тыс. МВА.

На начало 2012 г. в ЕЭС России почти 60% (по протяженности) ВЛ напряжением 220 кВ и выше эксплуатировалось со сроком службы более 30 лет (более 40 лет – 30%). Примерно такими же данными по сроку эксплуатации характеризуются ВЛ 330 кВ и выше – 53 и 30% соответственно. Средний по ЕЭС России срок службы ВЛ 220 кВ и выше составляет около 32 лет, ВЛ 330 кВ и выше – около 30 лет. Со сроком службы более 30 лет эксплуатируется (по мощности) трансформаторов 500 кВ – почти 25%, 330 кВ – 38%, 220 кВ – более 40%.

На рис. 1 представлена возрастная структура объектов ЕНЭС России по состоянию на 01.01.2012.

В условиях нарастания объемов старения основных фондов ЕНЭС России актуальными являются проведение ее широкомасштабной модернизации с использованием современных технологий и разработка новых технологий и оборудования.

1. ЦЕЛЬ, ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ, ЦЕЛЕВЫЕ ИНДИКАТОРЫ И ПОКАЗАТЕЛИ ПРОГРАММЫ МОДЕРНИЗАЦИИ ЕНЭС РОССИИ НА ПЕРИОД ДО 2030 Г.

При разработке Программы были определены цель, основные задачи, базовые положения, целевые индикаторы и показатели, направления развития ЕНЭС России и совершенствования технологий, объемы вводов электросетевого оборудования, требования к оборудованию и технологическим системам, сделаны оценки потребности в оборудовании, технических и организационных средствах и мероприятиях для проведения модернизации, а также оценка капиталовложений

ИНФОРМАЦИЯ

ПРОГРАММА МОДЕРНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

Цели Программы - кардинальное обновление электроэнергетики России на базе отечественного и мирового опыта, преодоление нарастающего технологического отставания, морального и физического старения основных фондов, повышение надежности энергоснабжения и энергетической безопасности страны и на этой основе снижение роста тарифов на электрическую и тепловую энергию.

Задачи Программы:

- замена технологий и оборудования при производстве, транспорте и распределении электроэнергии на наиболее передовые, соответствующие мировому уровню;
- разработка новых технологий, в том числе и прорывных, по всем направлениям электроэнергетической отрасли;
- подготовка и реализация демонстрационных проектов по созданным новым технологиям;
- создание эффективной системы управления функционированием и развитием ЕЭС и электроэнергетики страны в целом, обеспечивающей минимизацию затрат и, соответственно, тарифов на электрическую и тепловую энергию.

ВОЗРАСТНАЯ СТРУКТУРА ОБЪЕКТОВ ЕНЭС РОССИИ

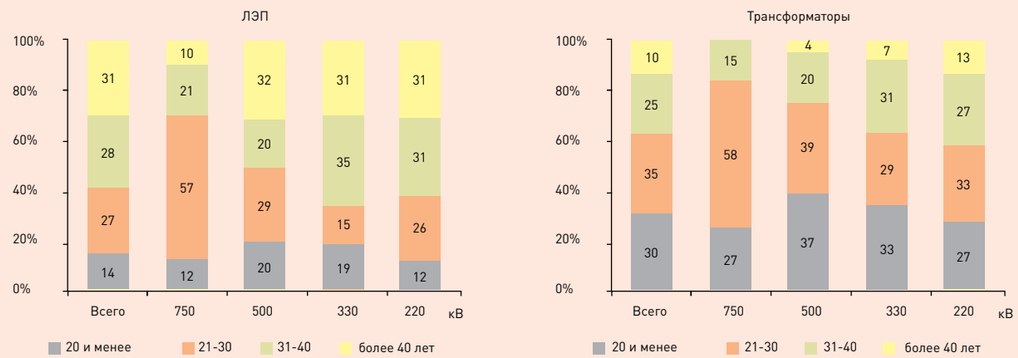

Рис. 1

и источников инвестиций, разработаны предложения по механизмам реализации Программы.

Цель Программы – формирование на базе инновационных технологий надежного и эффективного электросетевого комплекса, обеспечивающего потребность экономики и населения страны в электрической энергии.

Основные задачи. Программа модернизации включает в себя мероприятия по строительству и техническому перевооружению подстанций и линий электропередачи, а также мероприятия по замене оборудования с применением инновационных технологий.

Программой предусмотрены мероприятия по модернизации ЕНЭС России в следующих направлениях:

- строительство новых электросетевых объектов для выдачи мощности крупных электростанций, электроснабжения крупных узлов нагрузки, осуществления совместной работы энергосистем в составе ЕЭС России и развития внешних связей ЕЭС России;
- замена устаревшего и неэкономичного оборудования, состояние которого не соответствует современным техническим требованиям, условиям эксплуатации и режимам работы ЕНЭС России;
- улучшение качества электроэнергии;
- снижение потерь электроэнергии;
- повышение уровня эксплуатации объектов;
- создание автоматизированных систем управления технологическими процессами.

Целевые индикаторы и показатели Программы:

- снижение потерь в ЕНЭС с 4,65 до 4,0% к 2020 г. и до 3,0% к 2030 г.;
- снижение износа электрооборудования до 45% в 2020 г. и до 35% в 2030 г.;
- обеспечение проектного показателя балансовой надежности на уровне 0,9991 к 2020 г. и на уровне 0,9997 к 2030 г.

2. ИСХОДНЫЕ ПРЕДПОСЫЛКИ К ПРОГРАММЕ МОДЕРНИЗАЦИИ ЕНЭС РОССИИ НА ПЕРИОД ДО 2030 Г.

Разработка Программы модернизации ЕНЭС России осуществлялась в три этапа. В рамках первого этапа был выполнен анализ текущего состояния и разработаны предварительные предложения по модернизации ЕНЭС России на период до 2020 г. В рамках второго этапа были разработаны методические рекомендации по формированию Программы и разработана Программа модернизации ЕНЭС России на период до 2020 г. В рамках третьего этапа был выполнен прогноз модернизации ЕНЭС России на период до 2030 г.

ДИНАМИКА УРОВНЯ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ, МЛРД КВТ•Ч

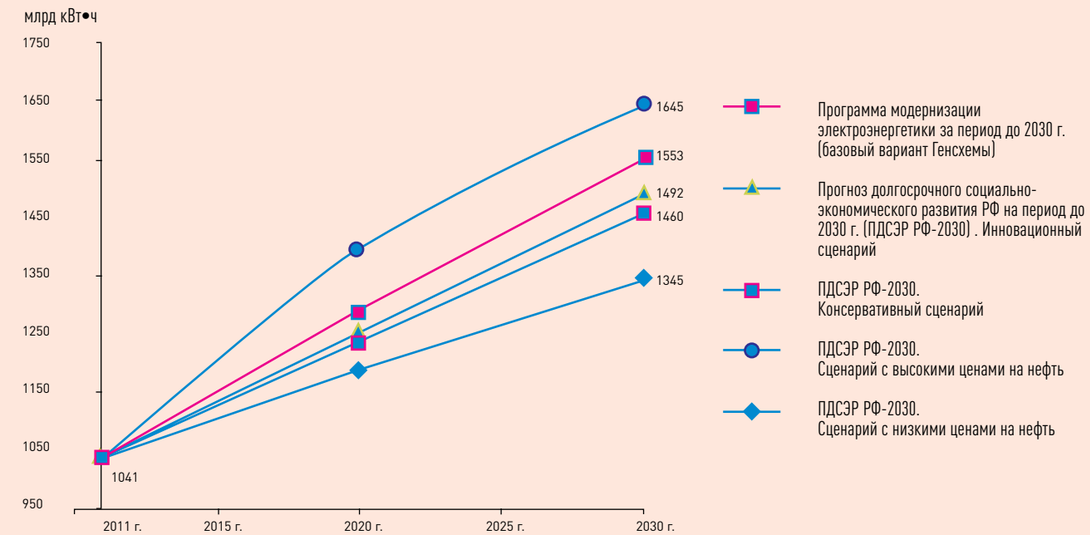

Рис. 2

Исходными документами для разработки Программы являлись:

- Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. Утверждена распоряжением правительства РФ от 13.11.2009 г. № 1715-р;
- Программа модернизации электроэнергетики России на период до 2030 г.;
- Сценарные условия долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 г. Минэкономразвития России, 2012 г.;
- Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 г. Минэкономразвития России, 2013 г.;
- Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 г. с учетом перспективы до 2030 г. Одобрена на заседании правительства РФ от 03.06.2010, протокол № 24, п. 2 (далее Генеральная схема);
- Схема и программа развития ЕЭС России на 2012–2018 гг., утверждена приказом Минэнерго России от 13 августа 2012 г. № 387;
- программы модернизации энергокомпаний на период до 2020 г. (ответы на письма-запросы Минэнерго России от 26.04.2010 № АШ-3389/09 и от 13.08.2010 № 09–1107);
- материалы компаний о состоянии разработки, освоения и производства энергетического оборудования (ответы на письма-запросы ОАО «ЭНИН» от 15.11.2010 № 01–8/0202/434-ЭВ и от 04.04.2012 № 01–8-0103/149-ЭВ).

Программа модернизации ЕНЭС России на период до 2030 г. разработана для уровня электропотребления, соответствующего базовому варианту Генеральной схемы, предусматривающему в 2030 г. величину электропотребления 1553 млрд кВт•ч, с корректировкой в соответствии с фактическим электропотреблением и Схемой

ДЕМОНТАЖ И ВВОД ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА СУЩЕСТВУЮЩИХ И НОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ РОССИИ, ГВТ

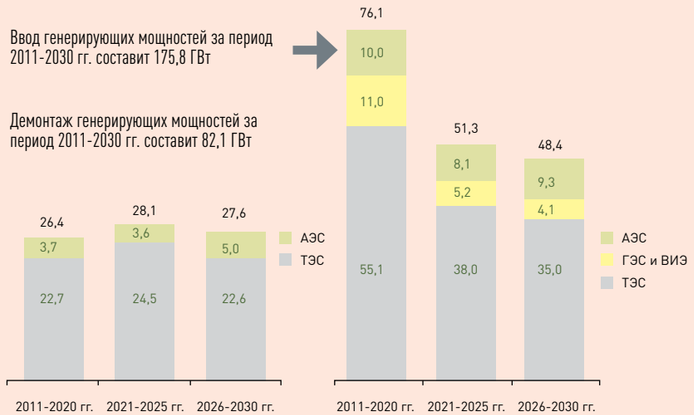

Рис. 3

и программой развития ЕЭС России на 2012–2018 гг.

На рис. 2 показаны динамика уровня внутреннего электропотребления, принятая при разработке Программы, а также динамика уровня внутреннего электропотребления, предусмотренная прогнозом долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 г.

Принципиальным отличием разработанных программ модернизации электроэнергетики и ЕНЭС России на период до 2020 г. с перспективой до 2030 г. от Генеральной схемы является снижение объемов вводов мощности на АЭС до 10 ГВт в период до 2020 г. и до 17,4 ГВт в период до 2030 г., что изменяет требования к развитию основной электрической сети в европейской части ЕЭС России (ЕЕЭС) и повышает актуальность решения вопросов по развитию транзита Восток–Запад за счет строительства ВЛ сверхвысокого напряжения для уменьшения рисков от снижения вводов генерирующих мощностей на АЭС и других рисков, связанных с возможным недостатком генерирующих мощностей в западных и восточных регионах России.

В Программе рассмотрены три рациональных варианта структуры генерирующих мощностей в период 2021–2030 гг., которые характеризуются следующим.

Вариант 1 предусматривает ввод в период 2021–2030 гг. 20 энергоблоков суммарной мощностью 24,6 ГВт на АЭС. При этом суммарная мощность АЭС в ЕЭС России к 2030 г. составит с учетом демонтажа 42,5 ГВт.

Вариант 2 ориентирован на более умеренные темпы развития АЭС в период 2021–2030 гг. и предусматривает ввод 15 энергоблоков на АЭС суммарной мощностью 17,4 ГВт. В этом случае суммарная мощность АЭС в ЕЭС России к 2030 г. составит 35,3 ГВт.

Сокращение вводов АЭС на пять энергоблоков в варианте 2 по сравнению с вариантом 1 предлагается компенсировать за счет сооружения в европейской части ЕЭС России наиболее прогрессивных электростанций на основе ПГУ. Реализация данного варианта позволит избежать чрезмерного наращивания угольных мощностей в ЕЕЭС России, но приведет к еще бóльшему увеличению доли газа (на 4,2%) в структуре топливопотребления ТЭС ЕЕЭС России.

Вариант 3 так же, как и вариант 2, предусматривает ввод 15 энергоблоков АЭС в период 2021–2030 гг. При этом снижение масштабов развития АЭС в европейской части России будет компенсироваться за счет получения электроэнергии от угольных КЭС по ЛЭП из ОЭС Сибири. Реализация такого варианта позволит диверсифицировать структуру топливопотребления в европейской части России.

На рис. 3 показаны объемы демонтажа и вводов генерирующих мощностей России для второго из рассмотренных вариантов, принятого в качестве основного. Изменение установленной мощности газовых ТЭС для этого варианта показано на рис. 4.

3. РЕЗУЛЬТАТЫ ОБОСНОВЫВАЮЩИХ ИССЛЕДОВАНИЙ К ПРОГРАММЕ МОДЕРНИЗАЦИИ ЕНЭС РОССИИ НА ПЕРИОД ДО 2030 Г.

Проведенные ОАО «ЭНИН», ИНЭИ РАН, ОАО «Институт «Энергосетьпроект», ИСЭМ СО РАН, ОАО «НТЦ ЕЭС» исследования охватывают

ИЗМЕНЕНИЕ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ГАЗОВЫХ ТЭС В ПЕРИОД С 2010 ДО 2030 Г., ГВТ

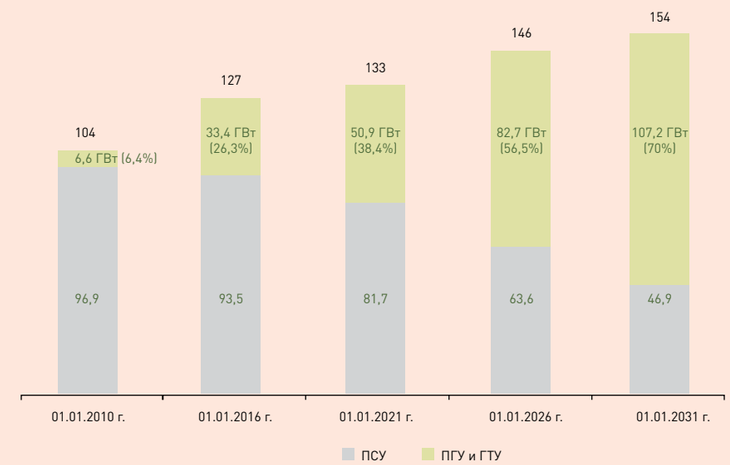

Рис. 4

выбор структуры, технологий и параметров ЕНЭС, в том числе проведенные расчеты перспективных режимов и технико-экономических обоснований, связанных с определением:

- направлений развития основных электрических сетей ОЭС и межсистемных связей, включая определение мест размещения и параметров управляемых устройств (FACTS);
- вариантов структуры и параметров электрического транзита Восток–Запад, в том числе с учетом риска невыполнения программы вводов генерирующих мощностей, намеченных в Энергетической стратегии России на период до 2030 г.;
- узких мест в системе передачи электроэнергии и мероприятий по их устранению;
- направлений целесообразного развития связей ЕЭС России с энергосистемами стран ближнего и дальнего зарубежья;
- целесообразности присоединения электроэнергетически изолированных энергосистем и районов к ЕЭС России;
- конфигурации основных сетей энергосистем и энергосистем с распределенной генерацией электроэнергии и выбора методов и способов взаимной работы централизованной энергосистемы и энергосистем с распределенной генерацией.

При проведении исследований были учтены требования, содержащиеся в Методических рекомендациях по проектированию развития энергосистем (утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 281) и Методических указаниях по устойчивости энергосистем (утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 277).

Для определения оптимальных направлений развития ЕНЭС России на период до 2030 г. проводились:

- исследования по оптимизации развития генерирующих мощностей и определению изменения общесистемных затрат, включающих затраты на развитие и функционирование генерирующих мощностей, в зависимости от увеличения пропускных способностей межсистемных связей;
- расчеты статической устойчивости ЕЭС России;
- определение затрат на увеличение пропускной способности межсистемных связей;
- исследования балансовой надежности;
- выбор схем выдачи мощности намечаемых к сооружению и расширению электростанций;
- выбор мест размещения и параметров управляемых устройств (FACTS).

На рис. 5 показаны предельные границы стоимости увеличения пропускных способностей межсистемных связей, полученные на основе исследований изменения общесистемных затрат в зависимости от увеличения пропускных способностей этих связей.

В таблице 1 приведены удельные стоимости увеличения пропускных способностей межсистемных связей на период до 2020 г. с учетом существующей методики оценки стоимости строительства и эксплуатации электросетевых объектов.

ПРЕДЕЛЬНЫЕ ГРАНИЦЫ СТОИМОСТИ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОПУСКНЫХ СПОСОБНОСТЕЙ МЕЖСИСТЕМНЫХ СВЯЗЕЙ

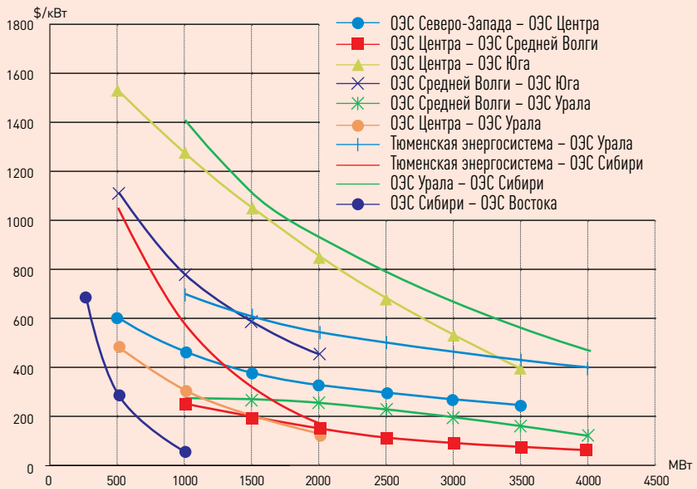

Рис. 5

Проведенные исследования показали (см. данные рис. 5 и таблицы 1), что при существующей тенденции значительного роста цен на электросетевое строительство в большинстве случаев развитие межсистемных связей оказывается экономически не выгодным.

В таблице 2 представлены усредненные значения пропускных способностей межсистемных связей, требуемых по условиям взаиморезервирования.

При разработке Программы модернизации ЕНЭС России объекты, предусмотренные Схемой и программой развития ЕЭС России на 2012–2018 гг., рассматривались в качестве вводимых с высокой вероятностью к 2020 г. Принималось, что схемы выдачи мощностей крупных новых электростанций в ОЭС и электроснабжение крупных центров нагрузки будут осуществляться в рамках уже сложившихся систем напряжений 500 (330) – 750 кВ.

Напряжение 220 кВ будет использовано повсеместно для выдачи мощности существующих, расширяемых и новых электростанций в близлежащие нагрузочные узлы, как в существующие (с увеличенным электропотреблением), так и во вновь создаваемые центры электроснабжения. В целом намечается существенное усиление основной электрической сети ЕЭС России. В период 2011–2030 гг. предусмотрено сооружение электросетевых объектов для выдачи мощности блоков модернизируемых и новых АЭС, ГЭС и ГАЭС, ТЭС.

В Программе определены места установки и параметры возможных управляемых устройств (FACTS), целесообразность размещения которых должна рассматриваться для каждого объекта отдельно на основании подробных технико-экономических расчетов.

В части исследований вариантов структуры и параметров электрического транзита Восток–Запад:

- проанализированы различные варианты структуры, параметров и технико-экономических показателей электропередачи постоянного и переменного тока высокого и сверхвысокого напряжения, входящих в транзит Восток–Запад;
- рассмотрены различные варианты поэтапного развития транзита Восток–Запад:
- сооружение первой и второй цепи ВЛ 500 кВ, связывающих ОЭС Сибири с ОЭС Урала через западную часть ОЭС Сибири;
- сооружение первой и второй цепи ВЛ 500 кВ, связывающих ОЭС Сибири с ОЭС Урала через энергосистемы Томской и Тюменской областей;
- перевод ВЛ ОЭС Сибири – ЕЭС Казахстана – ОЭС Урала, работающей на напряжении 500 кВ, на номинальное напряжение 1150 кВ;
- сооружение ВЛ 1150 кВ, связывающей ОЭС Сибири и европейскую часть страны и проходящую по территории России;
- сооружение в период 2026–2030 гг. электропередачи постоянного тока ОЭС Сибири – ОЭС Урала – ОЭС Центра в различных вариантах их выполнения.

УДЕЛЬНАЯ СТОИМОСТЬ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОПУСКНЫХ СПОСОБНОСТЕЙ МЕЖСИСТЕМНЫХ СВЯЗЕЙ

Сечение	Дополнительные межсистемные связи, вводимые до 2020 г.	K, млн долл.	ΔP, МВт	Удельная стоимость, $/кВт
Северо-Запад – Центр	Новосокольники – Талашкино 330 кВ, 230 км (2017 г.)	95	300/250	315/380
	Ленинградская – Белозерская 750 кВ, 450 км (2019 г.)	530	1100/800	480/665
	Ввод двух ВЛ: Новосокольники – Талашкино 330 кВ и Ленинградская – Белозерская 750 кВ	625	1200/900	520/695
Юг – Центр, Средняя Волга	Фролово – Курдюм 500 кВ, 280 км (2018 г.)	230	150/250	1530/920
Центр, Юг – Средняя Волга, Урал	Костромская ГРЭС – Нижегородская 500 кВ, 280 км (2014 г.)	210	750/450	280/470
	Фролово – Курдюм 500 кВ, 280 км (2018 г.)	230	150/120	1530/1920
	Ввод двух ВЛ: Костромская ГРЭС – Нижегородская 500 кВ и Фролово – Курдюм 500 кВ	440	800/500	550/880
Центр, Средняя Волга - Урал	Красноармейская – Газовая 500 кВ, 390 км (2014 г.)	320	300/250	1070/1280
	Помары – Удмуртская 500 кВ, 340 км (2013 г.)	310	500/250	620/1240
	Ввод двух ВЛ: Красноармейская – Газовая 500 кВ и Помары – Удмуртская 500 кВ	630	800/350	790/1800
Сибирь – Казахстан, Урал	Советско-Соснинская – Нижневартовская ГРЭС 500 кВ, 710 км (2014 г.)	1020	400/400	2550/2550
	Восход (Омск) – Витязь (Ишим) 500 кВ, 560 км (2013 г.)	700	150/150	4670/4670
	Ввод двух ВЛ: Советско-Соснинская – Нижневартовская ГРЭС 500 кВ и Восход (Омск) – Витязь (Ишим) 500 кВ	1720	500/500	3440/3440
Сибирь – Восток	Вставки несинхронной связи на ПС 220 кВ «Могоча» и ПС 220 кВ «Хани»	190	400	450
Перевод транзита Итат – Экибастуз – Челябинск на номинальное напряжение -1150 кВ		3490	1200	2900

Примечание: ΔP - приращение предельной мощности рассматриваемого сечения, вызванное изменением состава линий в сечении. В числителе указаны предельные по апериодической статической устойчивости приращения перетоков активной мощности в рассматриваемом сечении в прямом направлении, в знаменателе – в обратном.
ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская является частью транзита 500 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская – Парабель – Томск общей протяженностью 710 км.
ВЛ 500 кВ Витязь – Восход является частью транзита 500 кВ Курган – Витязь (Ишим) – Восход (Омск) общей протяженностью 560 км.

Таблица 1

УСРЕДНЕННЫЕ ЗНАЧЕНИЯ ПРОПУСКНЫХ СПОСОБНОСТЕЙ МЕЖСИСТЕМНЫХ СВЯЗЕЙ, ТРЕБУЕМЫХ ПО УСЛОВИЯМ ВЗАИМОРЕЗЕРВИРОВАНИЯ, МВТ

	2020 г.	2030 г.
ОЭС Северо-Запада – ОЭС Центра	1800	2400
ОЭС Центра – ОЭС Юга	950	1000
ОЭС Центра – ОЭС Средней Волги	1450	1900
ОЭС Средней Волги – ОЭС Урала	2100	2450
ОЭС Урала – ОЭС Сибири	200	300
ОЭС Средней Волги – ОЭС Юга	1450	1650
ОЭС Сибири – ОЭС Востока	400	700

Таблица 2

На основании проведенных исследований сделаны следующие выводы:

1. При существующей тенденции опережающего роста цен на электросетевое строительство по сравнению с ростом цен на строительство электростанций рассмотренные в работе предложения по усилению электрических сетей на переменном токе в сечении Сибирь – Урал являются неэффективными по затратам из-за большой стоимости увеличения пропускных способностей этих связей. Эти затраты не компенсируются снижением общесистемных затрат, связанных с развитием и функционированием генерирующих источников. Увеличение пропускной способности межсистемной связи Урал – Сибирь до величины 6 ГВт может быть экономически оправданно при стоимости увеличения пропускной способности связи Урал – Сибирь около 600 долларов/кВт.

2. Решение вопроса о строительстве транзита ультравысокого напряжения Восток – Запад должно быть рассмотрено с учетом фактора повышения энергетической безопасности страны. При этом целесообразно сохранить выводы, полученные при разработке Энергетической стратегии России на период до 2030 г., в которой определено, что пропускная способность в сечении Сибирь – Урал должна на уровне 2030 г. составлять порядка 6 ГВт. В отношении остальных межсистемных связей также представляется на данном этапе целесообразным сохранить выводы, полученные при разработке Энергетической стратегии России на период до 2030 г., которые определяют, что требуемые пропускные способности межсистемных связей к 2030 г. должны составить в сечениях: Северо-Запад – Центр – порядка 3,5 ГВт, Центр – Средняя Волга – 3 ГВт, Центр – Урал – 3,5 ГВт, Центр – Юг – 3,5 ГВт, Средняя Волга – Юг – 3 ГВт, Средняя Волга – Урал – 3 ГВт, Сибирь – Восток – 1,5 ГВт.

3. Необходимо отдельное рассмотрение вопроса о согласовании цен на сооружение электрических станций и на электросетевое строительство.

В части анализа узких мест и состава мероприятий для ликвидации причин их возникновения: выполнен анализ узких мест в электрической сети 220 кВ и выше на основе результатов расчетов режимов работы ЕЭС России на перспективу.

В качестве исходной информации были использованы материалы:

– Инвестиционной программы ОАО «ФСК ЕЭС» на 2012–2014 гг.;
– Схема и программа развития ЕЭС России на 2012–2018 гг.

Анализ узких мест выполнен по всем ОЭС, и при этом выявлено свыше 40 проблемных энергосистем и энергорайонов, в том числе обеспечивающих электроснабжение Санкт-Петербурга и Ленинградской области, Москвы и Московской области, Краснодарского края и Республики Адыгея, Тюменской области, ХМАО и ЯНАО, Омской области, Республики Хакасия, Амурской области, Приморского и Хабаровского краев, Республики Саха (Якутия).

Мероприятия по ликвидации узких мест направлены на повышение надежности выдачи мощности существующих блоков Кольской, Ленинградской, Калининской, Нововоронежской, Балаковской атомных электростанций, Саяно-Шушенской, Зейской и Бурейской гидроэлектростанций; на повышение надежности электроснабжения потребителей в энергосистемах в местах возможного ограничения потребления электроэнергии, а также на повышение пропускных способностей внутренних сечений различных ОЭС и межсистемных связей между ОЭС.

ОБЪЕМЫ ВВОДОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ ЕНЭС РОССИИ

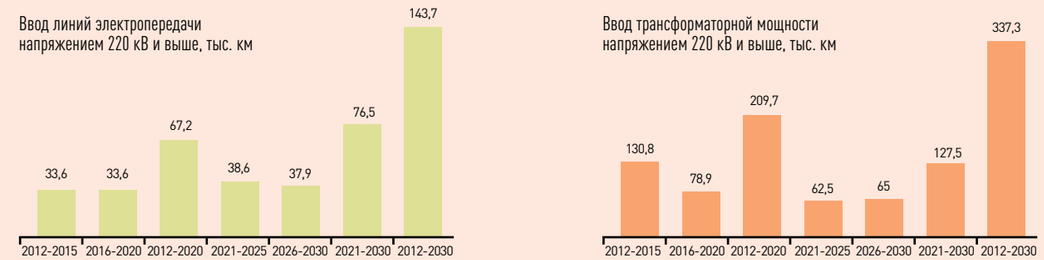

Рис. 6

В части анализа направлений целесообразного развития связей ЕЭС России с энергосистемами стран ближнего и дальнего зарубежья:

– проведен анализ современного состояния и основных направлений развития электрических связей с энергосистемами стран ближнего и дальнего зарубежья: Финляндии, Норвегии, стран Балтии, Беларуси, Украины, Молдовы, Румынии, Польши, Германии, Турции, стран Закавказья, Казахстана и республик Центральной Азии, Китая;
– проведена оценка эффективности экспортных поставок электроэнергии по двум направлениям:
  - из ОЭС Северо-Запада в энергосистему Финляндии (на рынок электроэнергии NORDEL);
  - из ОЭС Сибири и ОЭС Востока в энергосистемы Китая.

При этом производилась оценка возможной цены производства электроэнергии на новых угольных КЭС в ОЭС Сибири и ОЭС Востока, новых АЭС и ПГУ в ОЭС Северо-Запада. Также рассматривался вариант покупки электроэнергии на оптовом рынке электроэнергии (мощности), осуществлялся прогноз ценовой ситуации на внешних рынках электроэнергии и определялась предельная удельная стоимость экспортных ВЛ в тыс. руб./кВт при вариантных изменениях цен на топливо, удельных затратах на строительство электростанций и ставках дисконтирования.

Результаты выполненных исследований выявили, что условия осуществления экспорта электроэнергии из России на зарубежные рынки: из ОЭС Северо-Запада в Финляндию и из ОЭС Сибири и ОЭС Востока в Китай – существенно зависят от цен на электроэнергию на российском рынке и на внешних рынках электроэнергии, а также стоимости строительства экспортных линий электропередачи.

В части определения целесообразности присоединения электроэнергетически изолированных энергосистем и районов к ЕЭС России:

– приведены характеристики изолированных энергосистем и энергорайонов Дальневосточного федерального округа;
– показана целесообразность присоединения изолированных энергорайонов к ОЭС Сибири и ОЭС Востока, в том числе:
  - соединение Южного и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия);
  - создание энергомоста Хабаровский край – о. Сахалин с перспективой экспорта электроэнергии в Японию.

В части определения конфигурации основных сетей энергосистем и энергосистем с распределенной генерацией электроэнергии и выбора методов и способов взаимной работы централизованной энергосистемы и энергосистем с распределенной генерацией выполнен анализ существующего состояния распределенной генерации в России и за рубежом, приведены оценки масштабов развития для наиболее перспективных источников распределенной генерации на территории России, а также анализ работы централизованной энергосистемы и энергосистем с распределенной генерацией.

Оценка масштабов развития наиболее перспективных источников распределенной генерации показала:

1. Экономически целесообразный потенциал выработки электроэнергии за счет когенерации на базе существующих котельных при условии их регулирования по графику

ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ ВОЗРАСТНОЙ СТРУКТУРЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ЛЭП ЕНЭС РОССИИ ЗА ПЕРИОД 2011–2030 ГГ.

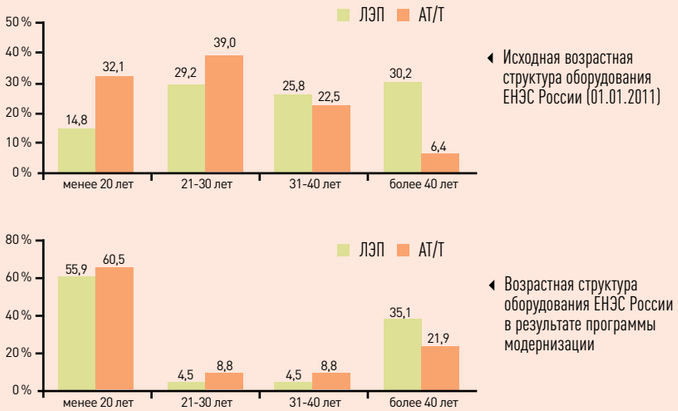

Рис. 7

отпуска тепла составляет порядка 370 млрд кВт•ч/год.

2. Экономически целесообразный потенциал выработки электроэнергии на электростанциях, использующих сельскохозяйственные отходы, составляет 44 млрд кВт•ч/год.

3. Срок окупаемости ветряных электростанций (ВЭС) при рассмотренных уровнях цен составит 11 лет. Наличие технического ветропотенциала 11,5 трлн кВт•ч/год и ряда районов, где возможно сооружение ВЭС с коэффициентом использования установленной мощности, превышающим 30%, требует более детального исследования целесообразности использования ВЭС в России в средне- и долгосрочной перспективе.

4. Срок окупаемости солнечных фотоэлектрических электростанций при рассмотренных уровнях цен составит около 15 лет.

4. НАПРАВЛЕНИЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ, ОБЪЕМЫ ВВОДОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ФИНАНСИРОВАНИЯ ПРОГРАММЫ

Программа модернизации ЕНЭС России предполагает использование различных инновационных технологий и устройств, в том числе:

- управляемых электрических сетей переменного тока в ЕЭС России на базе устройств для гибких (управляемых) линий электропередачи переменного тока (устройств FACTS): управляемых шунтирующих реакторов, статических тиристорных компенсаторов, статических компенсаторов на базе полностью управляемых вентилей (СТАТКОМ), фазоповоротных устройств, управляемых устройств продольной компенсации, вставок и передач постоянного тока;
- высоковольтных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена;
- автоматизированных подстанций в сетях всех классов напряжения;
- микропроцессорных устройств защиты, автоматики, управления, регулирования, контроля, связи и телемеханики, автоматизированных систем учета электроэнергии и др.;
- трансформаторов со сниженными в несколько раз значениями нагрузочных потерь и потерь холостого хода, КРУЭ 110–750 кВ, газоизолированных линий электропередачи, комбинированныхвыключателей-разъединителей;
- проводов с повышенной пропускной способностью, рабочей температурой, низкими коэффициентами линейного расширения и возможностью использования встроенных волоконно-оптических кабелей связи;
- силовых полупроводниковых приборов (СПП), разработанных на основе нанотехнологий, на токи 6–7 кА и напряжения 10–12 кВ, переход на SiC-технологии производства СПП всех назначений;
- накопителей энергии, выполненных с использованием новых технологий;
- устройств на базе высокотемпературных сверхпроводников – кабелей, трансформаторов, синхронных компенсаторов, ограничителей токов короткого замыкания;
- асинхронизированных компенсаторов реактивной мощности.

Достигнутый к настоящему времени технологический уровень в энергетике и энерго- и электромашиностроении, информационных технологиях делает реальной задачу перехода современных электроэнергетических систем на качественно новый уровень развития. Характерными чертами будущих энергосистем являются интеграция в их составе разнородных источников электроэнергии, в т. ч. с возобновляемыми и нетрадиционными энергоресурсами, автоматизация предупреждения, обнаружения и локализации ненормальных режимов работы, широкое участие потребителей в регулировании режимов работы энергосистем.

Исходя из этих предпосылок, при модернизации ЕНЭС должен учитываться переход электроэнергетических систем в разряд интеллектуальных энергосистем и решаться ряд новых задач:

- присоединение к основной сети крупных узлов ветроэлектростанций и солнечных электростанций;
- модернизация устройств релейной защиты и автоматики в части повышения адаптивности к изменяющимся режимным ситуациям;
- мониторинг технического состояния силового оборудования и прогнозирование его ресурса.

Программой модернизации ЕНЭС России за период 2011–2030 гг. предусмотрены вводы новых и реконструкция существующих электросетевых объектов в объеме более 140 тыс. км ЛЭП напряжением 220 кВ и выше и почти 340 тыс. МВА трансформаторной мощности, в том числе для:

- выдачи мощности новых и расширяемых крупных электростанций (18,0 тыс. км, 31,5 тыс. МВА);
- сооружения межсистемных связей (11,9 тыс. км, 7,3 тыс. МВА);
- экспорта электроэнергии (4,1 тыс. км, 11,0 тыс. МВА);
- присоединения новых потребителей (23,8 тыс. км, 82,7 тыс. МВА);
- снятия сетевых ограничений и повышения надежности электроснабжения (45,2 тыс. км, 115,2 тыс. МВА);
- реконструкции и технического перевооружения (40,6 тыс. км, 89,5 тыс. МВА).

В Программе приведен перечень конкретных мероприятий по строительству новых и реконструкции существующих объектов ЕНЭС России и сроки их выполнения. Суммарные объемы вводов электросетевых объектов, соответствующих этим мероприятиям, приведены на рис. 6. На рис. 7 показана динамика изменения возрастной структуры трансформаторного оборудования и ЛЭП ЕНЭС России за период 2011–2030 гг.

В Программе определены требования к оборудованию и технологическим системам, в том числе к:

- основному оборудованию подстанций (выключателям, разъединителям, трансформаторам и автотрансформаторам);
- воздушным линиям (ВЛ) электропередачи (опорам, фундаментам, проводам и молниезащитным тросам, изоляторам ВЛ и РУ);
- кабельным линиям электропередачи;
- релейной защите и системной автоматике;
- противоаварийной автоматике;
- режимной автоматике;
- системам мониторинга переходных режимов;
- информационно-технологической инфраструктуре оперативно-диспетчерского и технологического управления;
- основным программным мероприятиям модернизации средств и принципов оперативно-диспетчерского и технологического управления ЕЭС России.

В Программе также приведены показатели прогрессивности технических решений в проектах развития, реконструкции, технического перевооружения и эксплуатации электросетевых объектов.

Сделана оценка технических и организационных возможностей проведения модернизации электросетевых объектов с учетом полученных данных от производителей о состоянии разработок, освоении и производстве электротехнического оборудования. Исходя из этой оценки и материалов «ТРАВЭК», можно сделать вывод о том, что по основному электротехническому оборудованию (трансформаторы, реакторы, разъединители, ограничители напряжения и др.) потребности ЕЭС России могут быть обеспечены отечественными производителями на 100%, а по производству элегазовых выключателей 330 и 500 кВ, КРУЭ 110–750 кВ, кабелей с изо-

МЕЖСИСТЕМНЫЕ И МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЕ СВЯЗИ ЕЭС РОССИИ НА УРОВНЕ 2030 Г.

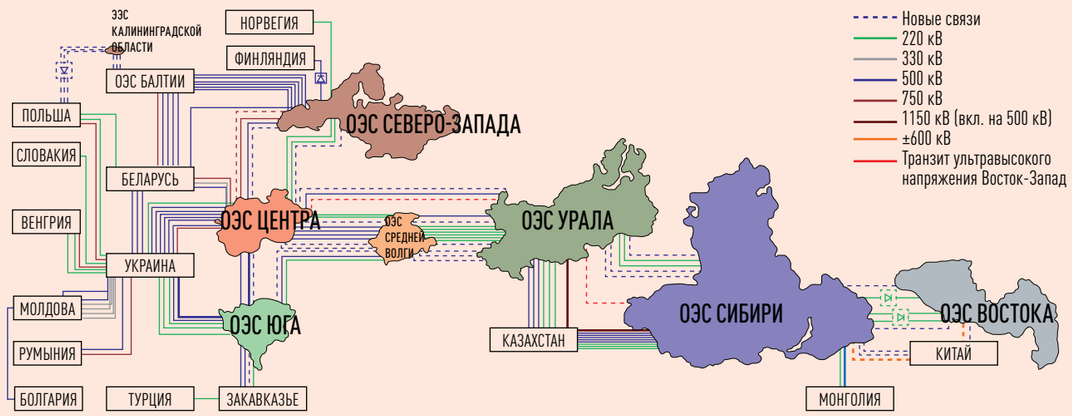

Рис. 8

ляцией из сшитого полиэтилена, управляемых приборов силовой электроники потребности могут быть удовлетворены отечественными производителями примерно на 50%.

Программа импортозамещения ОАО «ФСК ЕЭС» на 2011–2014 гг. предусматривает увеличение доли отечественного оборудования в закупках этой компании:

- автотрансформаторы – с 45 до 80%;
- шунтирующие реакторы – с 60 до 75%;
- управляемые шунтирующие реакторы – с 50 до 65%;
- выключатели – с 20 до 40%;
- разъединители – с 60 до 80%;
- трансформаторы тока – с 40 до 50%;
- трансформаторы напряжения – с 20 до 35%;
- КРУЭ 110–750 кВ – с 0 до 50%.

На рис. 8 показаны рассматриваемые в Программе основные межсистемные и межгосударственные связи ЕЭС России на уровне 2030 г.

Объем финансирования Программы модернизации ЕНЭС России на период до 2030 г. оценивается в ***3,5 трлн руб***. (в ценах 2010 г.), в том числе 1,65 трлн руб. до 2020 г.

Рассмотрены различные варианты экономических условий осуществления Программы модернизации ЕНЭС России до 2030 г. Прогнозируемые экономические условия, определяемые параметрами тарифного регулирования и предельными темпами роста сетевых тарифов, создают риски для недостаточного финансового обеспечения капиталовложений, намеченных в Программе модернизации ЕНЭС.

При базовых экономических условиях объем дополнительной некредитной поддержки (например, в виде целевых взносов государства в уставный капитал сетевых компаний) в период 2013–2023 гг. оценивается в 525 млрд руб. (в прогнозных ценах).

В случае реализации мер по уменьшению стоимости самой Программы и удешевлению стоимости кредитных ресурсов объем дополнительной некредитной поддержки, все же необходимой для полномасштабной реализации Программы в период 2013–2020 гг., может быть снижен в 2,5 раза – до 210 млрд руб.

Корректировка условий по темпам роста сетевых тарифов также позволит обеспечить 100%-ное финансирование Программы модернизации ЕНЭС за счет собственных и кредитных ресурсов при увеличении тарифной выручки в период 2013–2024 гг. в сумме на 580 млрд руб.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработка Программы модернизации ЕНЭС России выполнена

в развитие Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2030 г. и имеет основной целью углубление ее положений в части развития основной электрической сети страны.

Стратегической целью Программы модернизации ЕНЭС России является создание надежного и эффективного электросетевого комплекса на базе инновационных технологий, обеспечивающего потребности экономики и населения страны в электрической энергии.

Программа разработана для уровня электропотребления, соответствующего базовому варианту Генеральной схемы, с корректировкой уровней в соответствии с фактическим уровнем электропотребления и Схемой и программой развития ЕЭС России на 2012–2018 гг.

Принципиальным отличием разработанных программ модернизации электроэнергетики и ЕНЭС России от Генеральной схемы является снижение объемов вводов мощности на АЭС до 10 ГВт до 2020 г. и до 17 ГВт до 2030 г., что изменяет требования к развитию основной электрической сети в европейской части России и повышает актуальность решения вопросов по развитию транзита Восток–Запад за счет строительства ВЛ сверхвысокого напряжения для уменьшения рисков от снижения вводов генерирующих мощностей на АЭС и других рисков, связанных с возможным недостатком генерирующих мощностей в западных и восточных регионах России.

При разработке Программы получены следующие основные результаты:

- разработаны методические рекомендации по формированию программы модернизации ЕНЭС России на период до 2020 г. с перспективой до 2030 г.;
- проведен комплекс обосновывающих исследований;
- разработана программа модернизации ЕНЭС России на период до 2020 г., являющаяся составной частью Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2020 г.;
- разработан прогноз модернизации объектов ЕНЭС на период до 2030 г.

Программа модернизации ЕНЭС России на период до 2030 г. решает задачи устранения имеющихся узких мест, обновления оборудования, а также развития основной электрической сети, обусловленного ростом нагрузки и вводом новых генерирующих мощностей.

Основные направления развития электрических сетей в ЕЭС России предусматривают развитие трех составляющих будущей Единой электрической сети России:

- общегосударственной (национальной), высшего уровня системообразующей сети, связывающей западные и восточные регионы страны мощными линиями электропередачи, позволяющими обеспечивать баланс мощности и электроэнергии на федеральном уровне, надежность системы электроснабжения страны и доступность к ней потребителей электроэнергии;
- основных сетей объединенных энергосистем;
- региональных распределительных сетей;
- сетей с распределенной генерацией.

ИНФОРМАЦИЯ

ЦЕЛЕВЫЕИНДИКАТОРЫ И ПОКАЗАТЕЛИ ПРОГРАММЫ

- снижение износа электрооборудования до 45% в 2020 г. и до 35% в 2030 г.;
- обеспечение проектного показателя балансовой надежности на уровне 0,9991 к 2020 г. и на уровне 0,9997 к 2030 г.

На рассматриваемую перспективу высшим классом напряжения в ЕЭС России останется 1150 кВ для сетей переменного тока и 1500 кВ – для электропередач постоянного тока. Основная роль этих электропередач будет заключаться совместно с ВЛ 500 кВ в создании электрического транзита Восток –Запад по нескольким направлениям (северное, центральное и южное).

Всего за период 2011–2030 гг. предусматривается ввод новых и реконструкция свыше 140 тыс. км ЛЭП и свыше 340 тыс. МВА трансформаторной мощности напряжением 220 кВ и выше.

Объем финансирования программы модернизации ЕНЭС России на период до 2030 г. оценивается в 3,5 трлн руб. (в ценах 2010 г.), в том числе 1,65 трлн руб. до 2020 г.

Работа по разработке Программы модернизации ЕНЭС России на период до 2020 г. с перспективой до 2030 г. 5 декабря 2012 г. рассмотрена и одобрена на совместном заседании научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики и научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС».