



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ
RUSSIAN POWER SYSTEM OPERATOR

Процедура разработки СиПР ЭЭС России в рамках новой системы планирования перспективного развития электроэнергетики. Роль сетевых организаций



Новая система перспективного планирования

Установлен исчерпывающий перечень документов перспективного развития:

- Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики
- СиПР электроэнергетических систем России (включая ЕЭС России, изолированные энергосистемы и решения по развитию электроэнергетики регионов)

НОВАЯ СИСТЕМА ПЛАНИРОВАНИЯ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Определены:

- Основные требования к разработке документов перспективного развития электроэнергетики (включая общественное обсуждение проектов)
- Статус документов перспективного развития электроэнергетики как отраслевых документов стратегического планирования

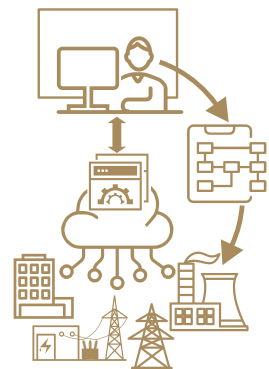
Распределены функции и определен ответственный за разработку документов перспективного развития:

- Системный оператор – централизованное проектирование развития энергосистем и разработка генеральной схемы и СиПР ЭЭС России
- ОИВ субъектов РФ – рассмотрение проекта СиПР ЭЭС России
- Правительство РФ и Минэнерго России – утверждение

Созданы условия для недискриминационного доступа широкого круга лиц к моделям энергосистем для целей перспективного развития электроэнергетики:

- Системный оператор обеспечивает формирование, поддержание в актуальном состоянии и предоставление заинтересованным лицам на безвозмездной основе цифровых информационных и перспективных расчетных моделей энергосистем

Постановлением Правительства РФ от 30.12.2022 № 2556 утверждены Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики





Изменения иерархии и состава документов планирования перспективного развития электроэнергетики

3

УПРАЗДНЕННАЯ СИСТЕМА

Документы планирования перспективного развития электроэнергетики

Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики
не реже 1 раза в 3 года, на 15 лет

- ТЭС >500 МВт, АЭС, ГЭС >100 МВт
- Электрические сети 330 кВ и выше + 220 кВ СВМ

Схема и программа развития ЕЭС России
ежегодно, на 7 лет

- Объекты по производству ЭЭ >25 МВт
- Электрические сети 220 кВ и выше + 110 кВ СВМ

СиПР субъекта РФ

СиПР субъекта РФ

СиПР субъекта РФ
ежегодно, на 5 лет

По количеству субъектов РФ

- Объекты по производству ЭЭ
- Электрические сети 110 кВ и выше в координации с СиПР ЕЭС



НОВАЯ СИСТЕМА

Документы планирования перспективного развития электроэнергетики

Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики
**1 раз в 6 лет с корректировкой
1 раз в 6 лет, на 18 лет**

- Вновь вводимые и существующие электростанции с изменением установленной мощности на 100 МВт и более
- Электрические сети 330 кВ и выше ЕЭС России
- Электрические сети 220 кВ и выше СВМ вновь вводимых объектов генерации, включая ТИТЭС

Схема и программа развития электроэнергетических систем России (СиПР ЭЭС России)
(включает технические решения по развитию ЕЭС России и электроэнергетики регионов)
ежегодно, на 6 лет

- Электрические сети 110 кВ и выше синхронных зон ЭЭС России
- Электрические сети 35 кВ и выше ТИТЭС
- Объекты по производству электрической энергии 5 МВт и выше



Изменение правил заполнения документов перспективного развития и последующей реализации технических решений

4

УПРАЗДНЕННАЯ СИСТЕМА



СиПР ЕЭС России

- Исходные данные
- Результаты расчетов
- Техничко-экономические обоснования (ТЭО)
- Объекты общесистемного (межсистемного) значения
- Комплексные технические решения
- Ликвидация «узких мест» в энергосистемах
- Повышение энергобезопасности
- Обязательства по техприсоединению (ТП)



СиПР субъектов РФ



НОВАЯ СИСТЕМА



СиПР ЭЭС России

- Объекты (меж-) общесистемного значения
- Комплексные технические решения
- Ликвидация «узких мест» в энергосистемах
- Повышение энергобезопасности*

** Включено в соответствии с критериями правил разработки документов ПР*



Обосновывающие материалы к СиПР ЭЭС России

- Исходные данные
- Результаты расчетов
- ТЭО
- Обязательства по ТП



График разработки СиПР ЭЭС России.

Роль сетевых организаций в процедуре разработки

- 01.03 ▶ Первичное предоставление исходных данных
- 01.05 ▶ Анализ системным оператором полноты исходных данных.
Предоставление недостающих исходных данных по запросу
- 01.09 ▶ Разработка проекта СиПР ЭЭС России
- 01.10 ▶ Общественное обсуждение проекта СиПР ЭЭС России.
Рассмотрение проекта СиПР со стороны ОИВ субъектов РФ
- 01.11 ▶ Подготовка сводки ответов на предложения, поданные в рамках общественного обсуждения и ее публикация. Доработка проекта СиПР ЭЭС России по принятым предложениям. Направление итогового текста СиПР ЭЭС России в Минэнерго РФ
- 01.12 ▶ Согласование и утверждение СиПР ЭЭС России Минэнерго РФ





Упорядочивание системы формирования исходных данных для разработки СиПР ЭЭС России

6

Формы и форматы предоставления исходных данных, учитываемых при разработке документов перспективного развития электроэнергетики

Правила предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике



Федеральные ОИВ



ОИВ субъектов РФ



Сетевые организации *



Генерирующие компании



Оператор экспорта/импорта



Потребители электроэнергии

Исходные данные



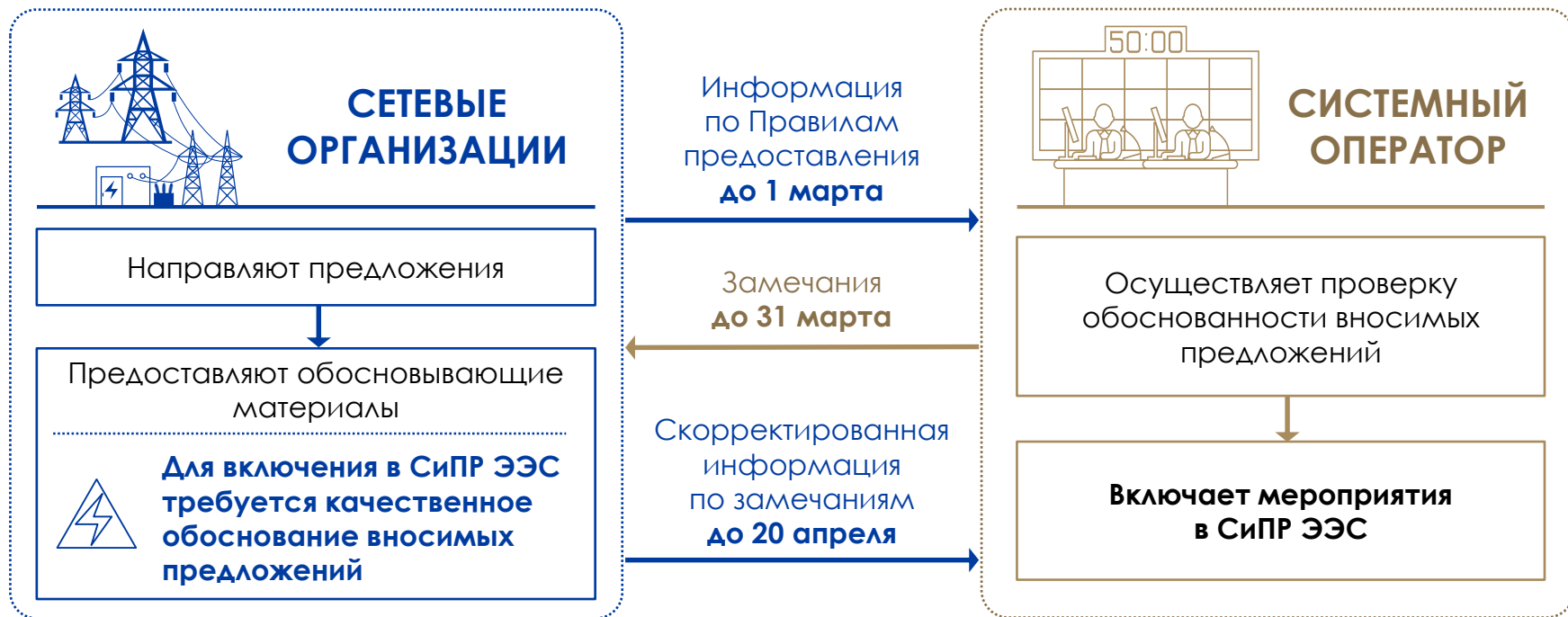
АО «СО ЕЭС»

СиПР ЭЭС
России

* Ввиду особенностей процессов инвестиционного планирования **для сетевых организаций установлена двухитерационная процедура представления исходных данных.** Вводится процедура рассмотрения исходных данных сетевых организаций



Упорядочивание системы формирования исходных данных для разработки СиПР ЭЭС России



Развитие сетей 35 кВ и ниже, не влекущее необходимости развития электрической сети 110 кВ и выше осуществляется на усмотрение сетевых организаций





Основные изменения в Правила утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства РФ от 01.12.2009 № 977:

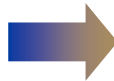
ДЕЙСТВУЮЩАЯ РЕДАКЦИЯ

Запрет на включение в ИПР субъектов ЭЭ проектов по строительству (реконструкции с увеличением более чем на 10 % пропускной способности ЛЭП или мощности отдельных трансформаторов) на объектах электросетевого хозяйства номинальным напряжением:

- **110 (150 кВ), если они не включены в СиПР электроэнергетики субъекта РФ**
- **220 кВ и выше, если они не включены в СиПР ЭЭС России**

Исключением являются:

- **ТОЛЬКО мероприятия по обеспечению ТП**



ПРЕДЛАГАЕМАЯ РЕДАКЦИЯ

Запрет на включение в ИПР субъектов ЭЭ проектов по строительству (реконструкции с увеличением пропускной способности и (или) мощности) объектов электросетевого хозяйства номинальным напряжением 110 и выше (35 и выше в ТИТЭС), если они не включены в СиПР ЭЭС России.

Исключением являются мероприятия:

- **по обеспечению ТП**
- **по техническому состоянию с увеличением при замене нетипового оборудования на типовое**



ИНТЕРНЕТ-СТРАНИЦА «ПЛАНИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ»

[https://www.so-ups.ru/
future-planning/](https://www.so-ups.ru/future-planning/)



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ
RUSSIAN POWER SYSTEM OPERATOR
Планирование развития энергосистем

О компании

Деятельность

Филиалы и представительства

Новости

Контакты

49,997

Частота в ЕЭС, Гц



Новости

Схемы и программы
развития ЕЭС

Данные для
проектирования

Обзоры аналитика
презентации

Нормативно-правовая база

Мероприятия

Шаблоны и формы

FAQ

Глоссарий

Обратная связь

Деятельность ►

Планирование развития энергосистем

В связи с принятием Федерального закона от 11.06.2022 № 174-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» и отдельные законодательные акты Российской Федерации» предусматривается появление **новой системы планирования перспективного развития электроэнергетики** с 1 января 2023 года, включающей в себя:

- установление исчерпывающего перечня документов перспективного развития электроэнергетики, к которым относятся генеральная схема размещения объектов электроэнергетики, утверждаемая Правительством Российской Федерации, схема и программа развития электроэнергетических систем России, утверждаемая Минэнерго России (далее – СиПР ЭЭС России);
- отказ от схем и программ перспективного развития субъектов Российской Федерации (далее – СиПР субъектов РФ) как самостоятельных документов, ежегодно разрабатываемых и утверждаемых органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, с включением соответствующих технических решений в СиПР ЭЭС России;
- централизованное выполнение АО «СО ЕЭС» функций по разработке документов перспективного развития электроэнергетики.

Целевая модель планирования перспективного развития электроэнергетики предполагает создание полнофункционального единого портала планирования перспективного развития, предназначенного для:



- размещения исходных данных для разработки СиПР ЭЭС России субъектами ЭЭ и ОИВ
- размещения документов перспективного планирования для общественного обсуждения
- получения предложений по доработке документов перспективного планирования
- публикации утвержденных документов, НТД, НПА, аналитических материалов, отчетов



ПРАВИЛА ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ СЕТЕВЫМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ ИНФОРМАЦИИ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ СИПР ЭЭС РОССИИ



Роль сетевых организаций. Регулярные деловые процессы. ПРОЕКТ

12





ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ



ЦЕЛЬ

- Формирование прогноза потребления электрической энергии и мощности **на 6-летний период, в том числе**, на основании данных, предоставляемых сетевыми организациями



ВИДЫ СВЕДЕНИЙ

- О технологическом присоединении **объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств** к электрическим сетям
- О **максимальной мощности ранее технологически присоединенных** к электрическим сетям энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии **максимальной мощностью 10 МВт и более**



ПЕРИОДИЧНОСТЬ И ФОРМАТ

- Устанавливаются **Правилами предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике** (далее – Правила)



РЕЗУЛЬТАТ

- Учет планов по технологическому присоединению в составе прогноза потребления электрической энергии и мощности **в СИПР ЭЭС РОССИИ**
- Включение предусмотренных техническими условиями мероприятий по развитию электрических сетей **110 кВ и выше в обосновывающие материалы к СИПР ЭЭС РОССИИ**



Методология прогнозирования потребления на электрическую энергию и мощность

15

ПРОГНОЗ ПО СУЩЕСТВУЮЩИМ ПОТРЕБИТЕЛЯМ

Электропотребление энергосистемы всего (факт)



Контролируемые потребители

- Собственные прогнозы потребителей
- Ретроспективы за ряд лет
- Исключение потребления электроустановок, выведенных из эксплуатации



Электростанции

- АЭС
- Усредненные показатели



Население

- Средняя динамика



Прочие ненаблюдаемые потребители

- Факт

Потери в ЕНЭС

- Усредненная доля в суммарном потреблении

ПРОГНОЗ ПО ПЕРСПЕКТИВНЫМ ПОТРЕБИТЕЛЯМ

Договор на ТП

50 МВт и более

- Подтверждение права собственности на земельный участок
- Инвестиционный проект в утвержденном прогнозе СЭР субъекта РФ

От 150 кВт и менее 50 МВт

Ведение актуального реестра инвестиционных проектов

- Присоединяемая (проектная, заявленная максимальная) мощность
- Планируемые сроки ввода энергопринимающего оборудования
- Коэффициенты, учитывающие планируемый набор нагрузки потребителей и участие в совмещенном максимуме нагрузки энергосистемы
- Планируемая величина числа использования максимальной нагрузки потребителя

ИТОГОВЫЙ ПРОГНОЗ ПОТРЕБЛЕНИЯ



Прогнозирование потребления электрической энергии и мощности

16



РАЗДЕЛ 1. Сведения о технологическом присоединении объектов по производству электрической энергии максимальной мощностью 5 МВт и более. Приложение 10 к Правилам

ОСОБЕННОСТИ ЗАПОЛНЕНИЯ

Наименование объединенной энергетической системы	Наименование субъекта Российской Федерации	Наименование объекта присоединения	Наименование заявителя	Максимальная мощность энергетических установок, МВт	Распределение максимальной мощности энергетических установок по годам в соответствии с заявкой на технологическое присоединение, МВт (в графах 6 – 12 под годом «N» понимается год представления информации)							Дата поступления и реквизиты заявки на технологическое присоединение	Дата утверждения технических условий для технологического присоединения и к электрическим сетям (далее – технические условия)
					2023 (N)	2024 (N+1)	2025 (N+2)	2026 (N+3)	2027 (N+4)	2028 (N+5)	2029 (N+6)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ОЭС Сибири	Иркутская область	ЦКК	Усть-Илимская ТЭЦ	7,0	7,0								20.04.2020

Реквизиты заключенного договора об осуществлении технологического присоединения / соглашения о порядке взаимодействия заявителя и сетевой организации в целях выполнения мероприятий по технологическому присоединению по индивидуальному проекту		Наличие изменений в технических условиях (да/нет)	Дата утверждения изменений в технические условия	Наличие этапности технологического присоединения (да/нет)	Срок действия технических условий	Срок технологического присоединения в соответствии с договором об осуществлении технологического присоединения / соглашением о порядке взаимодействия заявителя и сетевой организации в целях выполнения мероприятий по технологическому присоединению по индивидуальному проекту (в том числе по этапам)	Дата осмотра присоединяемых энергетических установок в рамках проверки выполнения технических условий (по этапам)	Дата и № акта о выполнении технических условий (по этапам)	Дата и № акта об осуществлении технологического присоединения
Дата заключения	№ (при отсутствии № у договора, соглашения указывается «б/н»)								
15.1	15.2	16	17	18	19	20	21	22	23
		Да	10.07.2020; 08.02.2021; 23.04.2021	Да	20.04.2025				



Прогнозирование потребления электрической энергии и мощности

17



РАЗДЕЛ 2. Сведения о технологическом присоединении энергопринимающих устройств максимальной мощностью 670 кВт и более. Приложение 10 к Правилам

ОСОБЕННОСТИ ЗАПОЛНЕНИЯ

Наименование объединенной энергетической системы	Наименование субъекта Российской Федерации	Наименование объекта присоединения	Наименование заявителя	Основное назначение объекта присоединения	Катастровый номер земельного участка заявителя	Максимальная мощность энергопринимающих устройств, МВт	Распределение максимальной мощности энергетических установок по годам в соответствии с заявкой на технологическое присоединение, МВт (в графах 6 – 12 под годом «N» понимается год представления информации)							Дата поступления и реквизиты заявки на технологическое присоединение	Дата утверждения технических условий для технологического присоединения и к электрическим сетям (далее – технические условия)	Реквизиты заключенного договора об осуществлении технологического присоединения / соглашения о порядке взаимодействия заявителя и сетевой организации в целях выполнения мероприятий по технологическому присоединению по индивидуальному проекту	
							2023 (N)	2024 (N+1)	2025 (N+2)	2026 (N+3)	2027 (N+4)	2028 (N+5)	2029 (N+6)			Дата заключения	№ (при отсутствии № у договора, соглашения указывается «б/н»)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17.1	17.2
ОЭС Центра	Тамбовская область	новая ПС 220 кВ Пушкири-тяговая	ОАО "РЖД"			28,7	28,7								30.07.2019	30.07.2019	

В графах 8–14 под годом «N» понимается год представления информации

Указывается наименование вида экономической деятельности, к которому относятся энергопринимающие устройства заявителя, из числа видов экономической деятельности, для которых методическими указаниями по проектированию развития энергосистем, утвержденными ППРФ, установлены коэффициенты, учитывающие набор мощности потребителями электрической энергии (мощности)



РАЗДЕЛ 2. Сведения о технологическом присоединении энергопринимающих устройств максимальной мощностью 670 кВт и более. Приложение 10 к Правилам

ОСОБЕННОСТИ ЗАПОЛНЕНИЯ

Подстанции (далее – ПС) высшим классом напряжения 110 (150) кВ и выше (существующая либо вновь сооружаемая), к шинам указанного в заявке на технологическое присоединение класса напряжения которой непосредственно присоединяются энергопринимающие устройства или объекты электросетевого хозяйства заявителя (далее - центр питания 110 (150) кВ и выше). В случае технологического присоединения объекта заявителя путем сооружения отпайки от ЛЭП, заголов ЛЭП, к центрам питания ЛЭП. В случае технологического присоединения объекта заявителя к распределительному устройству электростанции к центру питания относится данная электростанция. В случае технологического присоединения объекта заявителя к объектам электросетевого хозяйства сетевой организации высшим классом напряжения ниже 110 (150) кВ к центру питания относится ПС с высшим классом напряжения 110 (150) кВ и выше, обеспечивающая электроснабжение данных объектов сетевой организации в нормальной схеме электрической сети)	Точки присоединения в РУ центра питания 110 (150) кВ и выше	Наличие изменений в технических условиях (да/нет)	Дата утверждения изменений в технические условия	Наличие этапов технологического присоединения (да/нет)	Срок действия технических условий	Срок технологического присоединения в соответствии с договором об осуществлении технологического присоединения / соглашением о порядке взаимодействия заявителя и сетевой организации в целях выполнения мероприятий по технологическому присоединению по индивидуальному проекту (в том числе по этапам)	Статус технических условий (Д - действующие; Р - реализованные; А - аннулированные)	Информация о наличии в технических условиях мероприятий по реконструкции и развитию электрической сети 110 (150) кВ и выше для обеспечения технической возможности технологического присоединения	Перечень мероприятий по реконструкции и развитию электрической сети 110 (150) кВ и выше для обеспечения технической возможности технологического присоединения, предусмотренных техническими условиями	Дата осмотра присоединяемых энергопринимающих устройств (в рамках проверки технических условий (по этапам)	Дата и № акта о выполнении технических условий (по этапам)	Дата и № акта об осуществлении технологического присоединения
18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
		Да	21.07.2021	Нет			Д					

Заполняется при технологическом присоединении энергопринимающих устройств заявителя максимальной мощностью от 670 кВт до 5 МВт включительно. При технологическом присоединении энергопринимающих устройств заявителя, технические условия на технологическое присоединение которых **согласованы** с системным оператором, заполнение графы 27 таблицы **не требуется**



РАЗДЕЛ 3. Сведения о технологическом присоединении энергопринимающих устройств максимальной мощностью от 150 кВт включительно до 670 кВт (не включая верхнюю границу указанного диапазона). Приложение 10 к Правилам

ОСОБЕННОСТИ ЗАПОЛНЕНИЯ

Наименование объединенной энергетической системы	Наименование субъекта Российской Федерации	Центр питания 110 (150) кВ и выше	Заключено договоров об осуществлении технологического присоединения, включающих технические условия на общую максимальную мощность энергопринимающих устройств, МВт	Расторгнуто договоров об осуществлении технологического присоединения, включающих технические условия на общую максимальную мощность энергопринимающих устройств, МВт	Суммарная максимальная мощность энергопринимающих устройств, присоединенных к электрическим сетям в соответствии с договорами об осуществлении технологического присоединения за отчетный период, МВт
1	2	3	4	5	6
ОЭС Центра	Липецкая область	ПС 110 кВ Кирсановская	3,51	1,2	1,1

Указывается информация за
отчетный период



Предоставление в диспетчерские центры системного оператора **копий** выданных сетевыми организациями за прошедший месяц технических условий для технологического присоединения к электрическим сетям и изменений, внесенных в технические условия энергопринимающих устройств мощностью от 150 кВт включительно до 670 кВт, **не требуется**



Сведения о максимальной мощности ранее присоединенных энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии максимальной мощностью 10 МВт и более в соответствии с документами о технологическом присоединении к электрическим сетям. Приложение 11 к Правилам

ОСОБЕННОСТИ ЗАПОЛНЕНИЯ

Заполняется в строгом соответствии с предоставляемыми документами о технологическом присоединении

Наименование субъекта Российской Федерации	<u>Наименование</u> потребителя электрической энергии	<u>Максимальная</u> мощность <u>энергопринимающих</u> устройств	Центр питания 110 кВ и выше (диспетчерское наименование, при отсутствии диспетчерского наименования – наименование, используемое сетевой организацией)	Название и реквизиты (дата и номер) акта об осуществлении технологического присоединения (в случае если <u>технологическое</u> присоединение энергопринимающих устройств потребителя электрической энергии выполнено до вступления в силу Правил технологического присоединения – иного имеющегося у сетевой организации документа, подтверждающего <u>технологическое</u> присоединение энергопринимающих устройств к электрическим сетям и величину их максимальной мощности)
1	2	3	4	5



ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РАЗВИТИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 110 (150) КВ



Предложения по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, полученные от сетевых организаций



ЦЕЛЬ

Формирование перечня обоснованных мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, на основании данных, предоставляемых сетевыми организациями



ВИДЫ ПРЕДЛОЖЕНИЙ

- **Увеличение трансформаторной мощности** подстанций с высшим классом напряжения 110 (150) кВ
- **Строительство (реконструкция) объектов** электросетевого хозяйства классом напряжения 110 (150) кВ
- **Мероприятия, направленные на снижение недоотпуска** электрической энергии потребителям



КРИТЕРИИ

- **Предоставление сетевой организацией** по каждому предложению информации, обосновывающей необходимость реализации мероприятия (перечень информации в соответствии с Правилами предоставления информации)
- **Подтверждение АО «СО ЕЭС» обоснованности** необходимости реализации мероприятия на основании полученной информации



РЕЗУЛЬТАТ

- **Включение мероприятия в СИПР ЭЭС РОССИИ**
- **Включение мероприятия в инвестиционную программу**



Обоснование сетевыми организациями вносимых предложений

23



* Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики



- Сетевыми организациями не направляются предложения по развитию сетей 220 кВ и выше
- Развитие сетей 35 кВ и ниже, не влекущее необходимости развития электрической сети 110 кВ и выше, осуществляется на усмотрение сетевых организаций



- **Перечень сетевых организаций** будет публиковаться на сайте АО «СО ЕЭС»
- Будет осуществляться **информационная рассылка** с напоминанием о необходимости предоставления информации



СЕТЕВЫЕ ОРГАНИЗАЦИИ

Вносимые предложения	Обосновывающие материалы (исходные данные)
Блок 1 Увеличение трансформаторной мощности ПС с высшим классом напряжения 110 (150) кВ	Результаты расчетов загрузки ПС 110 (150) кВ (в соответствии с МУ по проектированию), с указанием: - фактической нагрузки в дни контрольных замеров - сведений о техническом состоянии и перегрузочной способности трансформаторов - возможности и величины перевода нагрузки на другие центры питания - сведений о фактической максимальной и прогнозной загрузке ПС с учетом договоров на ТП
Блок 2 Строительство (реконструкция с увеличением пропускной способности) объектов 110 (150) кВ, за исключением случаев повышения категории надежности ЭУ	<u>Полный объем данных в соответствии с блоком 1, а также:</u> - описание СРС и РБС в сети 6-110 (150) кВ, в которых выявлен риск возникновения недопустимых параметров режима работы - описание СРМ, реализуемых для обеспечения допустимых параметров режима, учитываемых в соответствии с МУ по проектированию - математические модели рассматриваемого энергоузла (или данные, достаточные для формирования математических моделей) - карта-схема размещения объектов 6-110 (150) кВ; - сведения о фактической максимальной и прогнозной загрузке ПС с учетом договоров на ТП - сведения об альтернативных технических решениях
Блок 3 Мероприятия, направленные на снижение недоотпуска электроэнергии потребителям	<u>Полный объем данных в соответствии с блоками 1 и 2, а также:</u> - сведения об объеме недоотпуска электрической энергии за время прекращений (перерывов) электроснабжения; - сведения о фактическом ущербе (убытках) от прекращений (перерывов) электроснабжения потребителей электрической энергии, обусловленных отключением элементов электрической сети, и его (их) возмещении

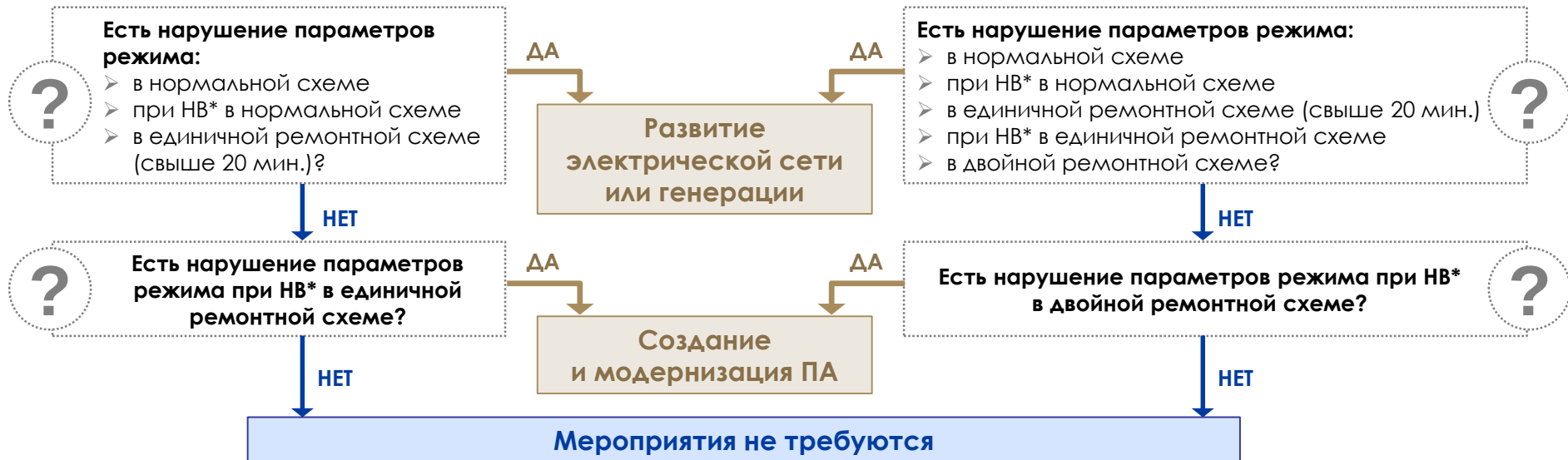


Критерии определения необходимости развития электроэнергетических систем

25

В зимних режимах максимальных и минимальных нагрузок, летнем режиме максимальных нагрузок (ПЭВТ)

В летний период (среднемесячная T , °C) и период паводка для режимов максимальных и минимальных нагрузок



* за исключением НВ, приводящих к отключению более одного элемента энергосистемы (НВ – нормативное возмущение)

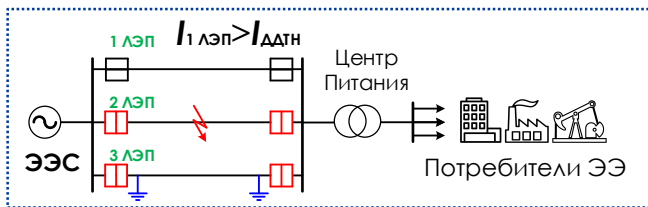
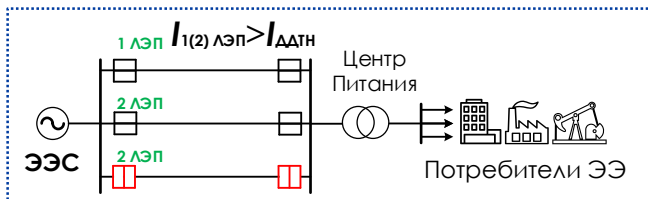
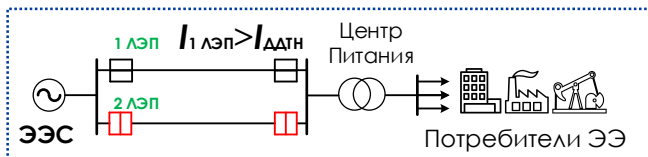


Определение технического решения осуществляют, если обеспечение требований к параметрам электроэнергетического режима с учетом необходимости включения потребителей, отключенных действием существующих устройств/комплексов ПА, после реализации схемно-режимных мероприятий невозможно без графиков временного отключения потребления



Особенности учета требований МУ при определении технических решений по развитию электрической сети и/или объектов генерации для энергорайонов (центров питания) со «слабыми» связями

1



Увеличение пропускной способности соответствующих электрических сетей

Строительство генерирующих мощностей

Перенос на более поздний срок вывода из эксплуатации генерирующего оборудования

Увеличение объема нагрузки потребителей, отключаемой действием существующих устройств (комплексов) противоаварийной автоматики

Созданию новой противоаварийной автоматики с действием на отключение нагрузки потребителей (в том числе присоединяемой) без обязательного ее включения в течение 20 минут

2

Решение о рассмотрении **дополнительных схемно-режимных условий**, в том числе, рассмотрение:

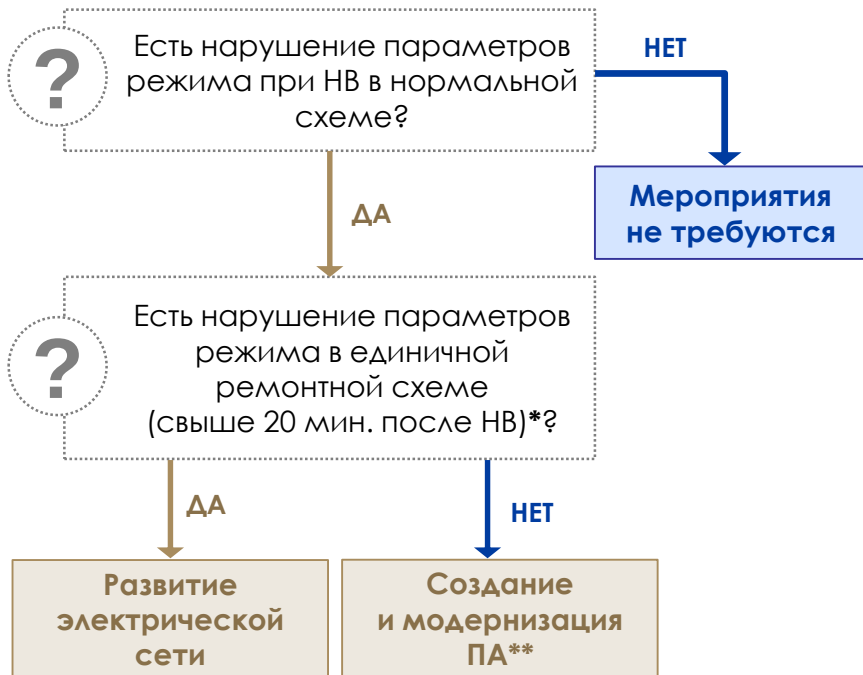
- двойной ремонтной схемы электрической сети,
- НВ (до 20 минут после НВ) в двойной ремонтной схеме электрической сети

по отношению к минимальным требованиям (предусмотренным главами XII и XIII МУ) и о реализации **дополнительных технических решений и об их включении в СВМ или СВЭ** принимается лицом, выступающим **заказчиком** при разработке схемы выдачи мощности или схемы внешнего электроснабжения, **самостоятельно**.



Выбор технического решения при НВ, приводящих к отключению более одного элемента энергосистемы

Для всех режимно-балансовых ситуаций



НВ – нормативное возмущение

НВ, приводящие к отключению более одного элемента энергосистемы в соответствии с МУ по устойчивости:

- III группа НВ: отключение двух ВЛ (КВЛ), провода воздушной части которых размещены на одних опорах
- III группа НВ: отключение одной СШ 110–220 кВ
- II группа НВ: отключение одной СШ 330–1150 кВ
- III группа НВ: отключение сетевого элемента действием УРОВ

* Для летних режимов максимальных и минимальных нагрузок (среднемесячная T , °C) и режимах паводка по указанному алгоритму требуется также рассматривать:

- II группа НВ: отключение одной СШ 330–1150 кВ в единичной ремонтной схеме
- отсутствие нарушение параметров режима в двойной ремонтной схеме свыше 20 минут после указанного НВ

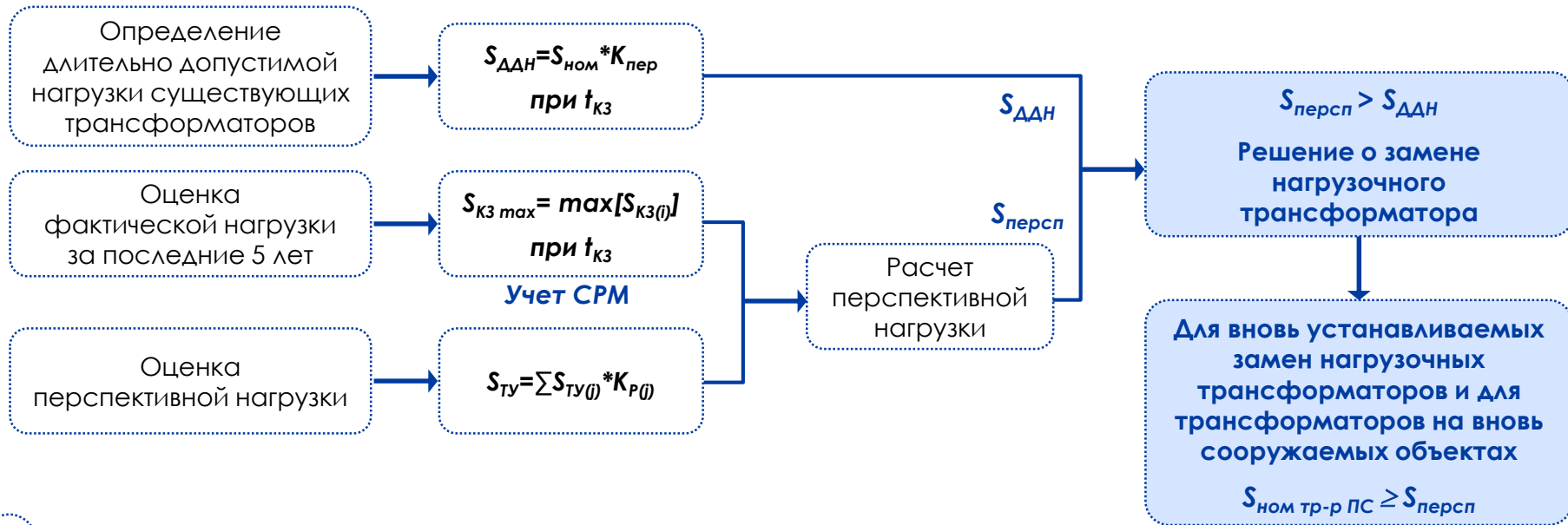
** Мероприятие по созданию и модернизации ПА применяется только в случае обеспечения включения всех потребителей, отключенных действием ПА, при переходе к нормальному режиму через 20 мин. после НВ, приводящих к отключению более одного элемента энергосистемы. В противном случае требуется принятие решения о развитии электрической сети.



Критерии принятия решений по развитию электрической сети

Принципы оценки загрузки и выбора (авто-)трансформаторов

1 Нагрузочные трансформаторы



2 Транзитные трансформаторы

Величина существующей и перспективной нагрузки транзитных трансформаторов определяется **на основании результатов расчетов электроэнергетических режимов с учетом критериев принятия решений по развитию электрической сети**



Предложения ТСО по увеличению трансформаторной мощности подстанций с высшим классом напряжения 110 (150) кВ

Предложение предоставляется с приложением результатов расчетов загрузки ПС 110 (150) кВ (в соответствии с МУ по проектированию)

ИНФОРМАЦИЯ ОТ ТСО

- Фактическая нагрузка трансформаторов в дни контрольных замеров
- Данные о возможности и величине перевода нагрузки на другие центры питания
- Сведения о фактической максимальной и прогнозной загрузке ПС с учетом договоров на ТП
- Сведения о техническом состоянии и перегрузочной способности

ОСОБЕННОСТИ ЗАПОЛНЕНИЯ

Мощность указывается в МВА

Требуется корректное определение года N**

Фактическая максимальная нагрузка в день летнего контрольного замера, МВА					
Год N-6	Год N-5	Год N-4	Год N-3	Год N-2	
12	13	14	15	16	

Объем перевода нагрузки по электрической сети напряжением 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА

Отсутствие данных о переводе нагрузки означает отсутствие такой возможности

Учитываются потребители с действующими договорами на ТП

Часть данных указывается в кВт, часть в МВА

Прирост нагрузки по техническим условиям с учетом коэффициента набора, кВт		Прогнозная нагрузка, МВА				
		год N	год N+1	год N+2	год N+3	год N+4
		12	13	14	15	16
						17

$K_{\text{наб}}$ принимается согласно МУ по проектированию

Требуется корректное определение года N**

* Предложения предоставляются для того трансформаторного оборудования, по которому зафиксировано и/или прогнозируется превышение допустимой нагрузки, по формам, приведенным в приложении 15 к Правилам

** Под годом «N» понимается календарный год, следующий за годом представления информации



Обязательна полная комплектность предоставляемых данных



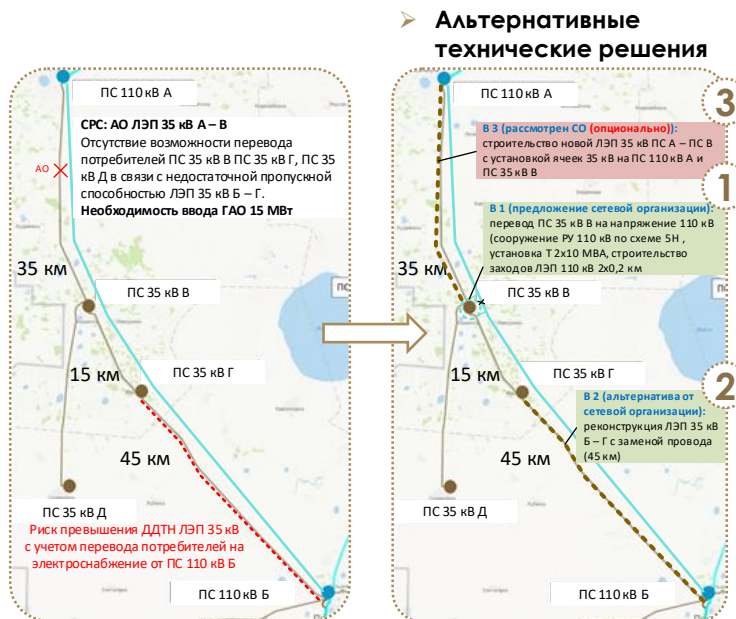
Предложения ТСО по строительству (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства классом напряжения 110 (150) кВ

Предложение предоставляется с приложением полного объёма обосновывающих материалов

ПРИМЕР ОБОСНОВАНИЙ ПО ПЕРЕВОДУ СУЩЕСТВУЮЩЕГО ЦЕНТРА ПИТАНИЯ 35 кВ НА НАПРЯЖЕНИЕ 110 кВ

Описание проблемных СРС и РБС: например, АО ЛЭП 35 кВ А – В в режиме зимнего максимума при $T_{НВ} -30^{\circ}\text{C}$. Отсутствие возможности перевода потребителей ПС 35 кВ В, ПС 35 кВ Г, ПС 35 кВ Д в связи с недостаточной пропускной способностью ЛЭП 35 кВ Б – Г. **Необходимость ввода ГАО 15 МВт**

- Математические модели рассматриваемого энергоузла (или данные, достаточные для формирования математических моделей)
- Описание СРМ: например, СРМ отсутствуют
- Карта-схема
- Сведения о фактической максимальной и прогнозной нагрузке ПС с учетом договоров на ТП:
 - ПС 110 кВ А
 - ПС 110 кВ Б
 - ПС 35 кВ В
 - ПС 35 кВ Г
 - ПС 35 кВ Д
- Допустимые параметры режима: АДТН, АДТН, напряжения



- Капитальные затраты на реализацию технических решений

Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3*
350 млн руб.	410 млн руб.	390 млн руб.
100 %	117 %	106 %

* Рассмотрен АО «СО ЕЭС» опционально в рамках проработки предложения сетевой организации

Подтверждение обоснованности предложения сетевой организации

Включение мероприятия в СиПР ЭЭС



Обязательна полная комплектность предоставляемых данных



Предложения ТСО по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Предложение предоставляется с приложением следующего объема обосновывающей информации

ОБОСНОВЫВАЮЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОТ ТСО

№ п/п	Наименование подстанции, на которой зафиксирован недоотпуск электрической энергии	Описание схемно-режимной ситуации, в которой зафиксирован недоотпуск электрической энергии (с указанием типа и количества отключенных элементов электрической сети, характера отключения элемента: вывод в плановый ремонт, аварийное отключение)	Нагрузка, отключенная в схемно-режимной ситуации, кВт	Фактические экономические показатели ущербов (убытков) от недоотпуска электрической энергии за предшествующие 5 лет		
				Объем недоотпуска электрической энергии за время перерыва в электроснабжении в рассмотренных схемно-режимных ситуациях, кВт·ч	Удельный объем ущерба (убытков) от недоотпуска на 1 кВт·ч, возмещенный потребителю электрической энергии, руб./кВт·ч	Сведения о возмещении ущерба (убытков) от недоотпуска электрической энергии
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110 кВ Восточная	Вывод в плановый ремонт ВЛ 110 кВ Центральная – Восточная	1000,0	48000	10	Акт №1 от 10.01.2023
2		Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Центральная – Восточная	3500,0	35000	10	Акт №2 от 10.01.2023

Сведения о фактическом ущербе (убытках) от прекращений (перерывов) электроснабжения потребителей электрической энергии

Пятилетний период, предшествующий году представления информации

Сведения о возмещении ущерба от недоотпуска электрической энергии

Сведения об объеме недоотпуска электрической энергии



- При направлении предложений по увеличению трансформаторной мощности подстанций и(или) строительству (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства **должна быть предоставлена информация в соответствии с объемом информации, предусмотренном для соответствующего вида предложений**
- **Обязательна полная комплектность предоставляемых данных**



Информация от сетевых организаций для оценки экономических последствий реализации мероприятий

32

Сетевые организации предоставляют в диспетчерские центры Системного оператора ежегодно в срок до 10 февраля:

- **сведения о привлечении кредитных ресурсов в календарном году, предшествующем году предоставления информации (далее – отчетный год)**
- **сведения о затратах на осуществление деятельности по передаче электрической энергии за отчетный год**

Сведения о кредитах и займах в российских рублях (тыс. руб) за _____ год.

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя			
		3			
		I квартал	II квартал	III квартал	IV квартал
1	2	3.1	3.2	3.3	3.4
1.1.	Привлеченные кредиты и займы на начало отчетного года, всего				
	в том числе:				
1.1.1.	краткосрочные кредиты и займы (до 12 месяцев)				
1.1.2.	долгосрочные кредиты и займы (свыше 12 месяцев)				
1.1.3.	из них кредиты и займы, привлеченные на исполнение мероприятий инвестиционной программы				
1.2.	Средневзвешенный годовой процент по всем кредитам и займам на начало отчетного года, %				
1.3.	Привлеченные кредиты и займы в отчетном году, всего				
	в том числе:				
1.3.1.	краткосрочные кредиты и займы (до 12 месяцев)				
1.3.2.	долгосрочные кредиты и займы (свыше 12 месяцев)				
1.3.3.	из них кредиты и займы, привлеченные на исполнение мероприятий инвестиционной программы				
1.3.3.1.	в том числе кредиты и займы, привлеченные на рефинансирование ранее привлеченных кредитов и займов				
1.4.	Средневзвешенный годовой процент по вновь привлеченным кредитам и займам в отчетном году, %				
1.5.	Погашение кредитов и займов в отчетном году, всего				
	в том числе:				
1.5.1.	краткосрочные кредиты и займы (до 12 месяцев)				
1.5.2.	проценты по краткосрочным кредитам				
1.5.3.	долгосрочные кредиты и займы (свыше 12 месяцев)				
1.5.4.	проценты по долгосрочным кредитам и займам				
1.5.5.	в том числе привлеченных на исполнение мероприятий инвестиционной программы				
1.6.	Привлеченные кредиты и займы на конец отчетного года, всего				
	в том числе:				
1.6.1.	краткосрочные кредиты и займы (до 12 месяцев)				
1.6.2.	долгосрочные кредиты и займы (свыше 12 месяцев)				
1.6.3.	из них кредиты и займы, привлеченные на исполнение мероприятий инвестиционной программы				
1.7.	Средневзвешенный годовой процент по всем кредитам и займам на конец отчетного года, %				

Сведения о кредитах и займах в иностранной валюте (тыс. долларов США) за _____ год.

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя			
		3			
		I квартал	II квартал	III квартал	IV квартал
1	2	3.1	3.2	3.3	3.4
2.1.	Привлеченные кредиты и займы на начало отчетного года, всего				
	в том числе:				
2.1.1.	краткосрочные кредиты и займы (до 12 месяцев)				
2.1.2.	долгосрочные кредиты и займы (свыше 12 месяцев)				
2.1.3.	из них кредиты и займы, привлеченные на исполнение мероприятий инвестиционной программы				
2.2.	Средневзвешенный годовой процент по всем кредитам и займам на начало отчетного года, %				
2.3.	Привлечение кредитов и займов в отчетном году, всего				
	в том числе:				
2.3.1.	краткосрочные кредиты и займы (до 12 месяцев)				
2.3.2.	долгосрочные кредиты и займы (свыше 12 месяцев)				
2.3.3.	из них кредиты и займы, привлеченные на исполнение мероприятий инвестиционной программы				
2.3.3.1.	в том числе кредиты и займы, привлеченные на рефинансирование ранее привлеченных кредитов и займов				
2.4.	Средневзвешенный годовой процент по вновь привлеченным кредитам и займам в отчетном году, %				
2.5.	Погашение кредитов и займов в отчетном году, всего				
	в том числе:				
2.5.1.	краткосрочные кредиты и займы (до 12 месяцев)				
2.5.2.	проценты по краткосрочным кредитам и займам				
2.5.3.	долгосрочные кредиты и займы (свыше 12 месяцев)				
2.5.4.	проценты по долгосрочным кредитам и займам				
2.5.5.	в том числе привлеченных на исполнение мероприятий инвестиционной программы				
2.6.	Привлеченные кредиты и займы на конец отчетного года, всего				
	в том числе:				
2.6.1.	краткосрочные кредиты и займы (до 12 месяцев)				
2.6.2.	долгосрочные кредиты и займы (свыше 12 месяцев)				
2.6.3.	из них кредиты и займы, привлеченные на исполнение мероприятий инвестиционной программы				
2.7.	Средневзвешенный годовой процент по всем кредитам и займам на конец отчетного года, %				

Затраты на осуществление деятельности по передаче электрической энергии

№ п/п	Наименование показателя	Затраты, всего, тыс. руб. без НДС
		3
1	2	
1	Оплата услуг по передаче электрической энергии по единой национальной (общароссийской) электрической сети	
2	Оплата услуг прочих сетевых организаций	
3	Оплата труда эксплуатационного персонала	
4	Отчисления на социальные нужды от затрат на оплату труда эксплуатационного персонала	
5	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	
6	Амортизация электросетевого оборудования	
7	Общехозяйственные расходы, относимые на технологические цели	
	из них:	
7.1	Административно-управленческие расходы	
7.2	Обязательные платежи (налоги, сборы), включаемые в затраты на технологические цели	
7.3	Прочие общехозяйственные расходы	
8	Полученная электрическая энергия (мощность)	
	в том числе:	
8.1	Оплата электрической энергии в целях компенсации потерь электрической энергии при ее передаче	
8.2	Полученная электрическая энергия (мощность) на хозяйственные нужды	
9	Прочие затраты, относимые на передачу электрической энергии	
10	Всего затрат на передачу электрической энергии	

ИТОГОВЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ



«Новый» деловой процесс предоставления сведений о технологическом присоединении по сути является корректировкой и дополнением существующей многолетней практики взаимодействия Системного оператора с сетевыми организациями



Сведения предоставляются первично в отношении всех выданных технических условий для технологического присоединения к электрическим сетям независимо от стадии их реализации. В последующем предоставление информации осуществляется только при появлении новых сведений и (или) изменении ранее предоставленных сведений. В случае отсутствия за прошедший отчетный месяц новых сведений о технологическом присоединении и изменений в ранее предоставленных сведениях, повторное предоставление в адрес Системного оператора ранее предоставленной информации не требуется



Системный оператор направит в адрес сетевых организаций собственные реестры ТУ с целью «старта» процедуры предоставления сведений в соответствии с Правилами



Размещение сведений о том, какие диспетчерские центры уполномочены на получение информации, предусмотренной Правилами, в открытом доступе будет осуществлено Системным оператором на своем официальном сайте не позднее 30 календарных дней с даты вступления в силу Правил



Планируется актуализация сроков предоставления сведений сетевыми организациями в соответствии с требованиями Правил в отношении периодов 2023 года, а также направление Минэнерго России в адрес сетевых организаций писем с рекомендацией о предоставлении в адрес Системного оператора сведений, необходимых для разработки СиПР ЭСС РОССИИ, в условиях неопределенности сроков утверждения Правил



Форма обратной связи:

sipr_aq@so-ups.ru



Телефон:

+7 (499) 788-15-66



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ
RUSSIAN POWER SYSTEM OPERATOR



www.so-ups.ru

Оперативная информация о работе ЕЭС России

Спасибо за внимание!