

***Я приветствую всех автоматизаторов управления в электроэнергетике и желаю им успешных внедрений в промышленную эксплуатацию!***

**Цифровой искусственный интеллект  
начальника района электрических сетей  
как средство повышения надежности  
внешнего электроснабжения конечных  
потребителей**

д.т.н., профессор МИУ  
Терешко Олег Александрович, 8-925-380-36-82,  
[toa@keu-ees.ru](mailto:toa@keu-ees.ru)

**Коротко о докладчике:**

- 1. Электромеханический техникум (С отличием)**
- 2. Политехнический институт (Ленинский стипендиат)**
- 3. Электромонтер ОВБ**
- 4. Заместитель начальника РЭС по оперативной работе**
- 5. Начальник отдела Сельэнергопроекта (АСУ ПЭС и ЕС ЭВМ, к.т.н.)**
- 6. Начальник отдела Энергосетьпроекта (АСДУ ПЭС на СМ ЭВМ)**
- 7. Заместитель главного инженера ОРГРЭС (5 отраслевых инструкций в области организации эксплуатации распределительных сетей, АРМ РЭС на ПЭВМ, д.т.н.)**

## **АННОТАЦИЯ**

Доклад посвящен актуальному вопросу создания искусственного интеллекта начальника района электрических сетей. Производственная деятельность начальника района электрических сетей сложна и обширна: от составления поопорных схем ВЛ до составления годового плана капитального ремонта электросетевых объектов РЭС.

Искусственный интеллект начальника района электрических сетей представляет собой комплекс программных модулей на ПЭВМ, управляемым голосом и функционирующих на единой базе данных.

## **ВВЕДЕНИЕ**

Перед начальником РЭС стоят сложные и трудоемкие производственные задачи, изложенные в директивных документах [1], в соответствующих отраслевых инструкциях и опубликованных статей [2 - 12].

Массовое оснащение РЭС персональными ЭВМ (ПЭВМ) породило использование локального подход к решению электротехнических задач. Для расчета нормального режима электросетей 6-20 кВ, расчета режима сетевого резервирования электросетей 6-20 кВ, расчета т.к.з. в электросетях 0,38-20 кВ, выбора оптимальной точки разреза в электросетях 6-20 кВ и для расчета потерь электроэнергии в электросетях 0,38-20 кВ нужна одна и та же входная информация: паспортные характеристики участков ВЛ 0,38-20 кВ и

## ТП 6-20/0,4 кВ. Локальный подход сопровождается повышенными трудозатратами эксплуатационного персонала, связанными с повторным вводом в ПЭВМ одной и тоже информации

«Цифровой искусственный интеллект начальника района электрических сетей» (ЦИНИС-РЭС) представляет собой экспертную систему, состоящую из комплекса программных модулей на ПЭВМ (табл.), функционирующих на основе единой информационной базы и управляемым голосом. Годовой экономический эффект оценивается в размере 32 тыс.руб на одно рабочее место (Россети, Облэнерго, Оборонэнерго, нефтегазовые компании – суммарно 46 тыс. рабочих мест).

### ЦИСИН-РЭС состоит из 12 блоков:

#### ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА «ЦИФРОВОГО ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА НАЧАЛЬНИКА РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ»

Наименование модуля
<b>2</b>
<b>0. Ведение сводного классификатора</b>
<b>1. Исторический обзор развития распределительных сетей в России</b> 1.1. Дореволюционный период 1.2. Период 1917-1941 1.3. Период 1941-1945 1.4. Период 1945-2000 1.5. Период от 2000 по настоящее время
<b>2. Обзор нормативной документации в области организации эксплуатации распределительных сетей</b>
<b>3. Организационная структура эксплуатации распределительных сетей в России</b>
<b>4. Основные положения теоретических основ электрических цепей</b>

**5. Основные положения теоретических основ техники высоких напряжений**

**6. Механические характеристики опор и проводов ВЛ 0,38-20 кВ**

**7. Схемное и конструктивное исполнение воздушных и кабельных сетей 0,38-20 кВ**

**8. Схемное и конструктивное исполнение электрооборудования сетей 0,38-20 кВ**

**9. Оперативно-диспетчерское управление электрическими сетями 0,38-20 кВ**

9.0. Учет и анализ паспортных данных РЭС

9.1. Учет и анализ паспортных данных опор и промежуточных пролетов ВЛ 0,38-20 кВ с графическим отображением поопорных схем

9.2. Учет и анализ паспортных данных ВЛ 6-20 кВ

9.3. Учет и анализ паспортных данных ТП 6-20/0,4 кВ

9.4. Учет и анализ паспортных данных ВЛ 0,38 кВ

9.5. Учет и анализ паспортных данных КЛ 0,38-20 кВ

9.6. Расчет и анализ нормального режима сети 6-20 кВ

9.7. Расчет и анализ режима сетевого резервирования сети 6-20 кВ

9.8. Выбор точки оптимального размыкания в сети 6-20 кВ

9.9. Расчет и анализ потерь электроэнергии в сети 6-20 кВ

9.10. Расчет и анализ потерь электроэнергии в сети 0,38 кВ

9.11. Расчет и анализ т.к.з. в сети 6-20 кВ

9.12. Расчет и анализ т.к.з. в сети 0,38 кВ

9.13. Учет и анализ отключений в сетях 0,38-20 кВ

9.14. Расчет и анализ показателей эксплуатационной надежности внешнего электроснабжения конечных потребителей

9.15. Расчет экономической эффективности применения средств повышения надежности внешнего электроснабжения конечных потребителей

9.16. Система договорной экономической ответственности за надежность внешнего электроснабжения конечных потребителей

9.17. Современные устройства обнаружения повреждений в сетях 6-20 кВ

9.18. Анализ временных рядов показателей фактической надежности внешнего электроснабжения конечных потребителей

9.19. Многофакторная оценка надежности внешнего электроснабжения конечных потребителей

**10. Управление техническим обслуживанием и ремонтом электрических сетей 0,38-20 кВ**

10.1. Учет и анализ технического состояния электросетевых объектов 0,38-20 кВ

10.2. Составление и анализ годового плана ремонта электросетевых объектов РЭС по техническому состоянию (расчет смет, спецификаций, годового экономического эффекта ремонта)

10.3. Расчет минимальной нормативной потребности электросетевых объектов РЭС в материально-технических ресурсах для ремонтно-эксплуатационных нужд

10.4. Расчет экономической эффективности капитального ремонта электросетевых объектов 0,38-20 кВ

10.5. Составление и анализ годового плана испытаний электрооборудования 0,38-20 кВ

10.6. Технология работ под напряжением в сетях 0,38-20 кВ

## **11. Управление охраной труда и техникой безопасности в сетях 0,38-20 кВ**

11.1. Учет и анализ на паспортных данных эксплуатационного персонала

11.2. Учет и анализ на паспортных данных защитных средств

11.3. Составление и контроль исполнения на годового плана работы с персоналом

11.3. Составление и контроль исполнения на годового плана работы с защитными средствами

11.4. Расчет и анализ на биологических циклов персонала

11.5. Оказание доврачебной медицинской помощи

## **12. Пожарная безопасность сетей 0,38-20 кВ**

12.1. Пожароопасность ВЛ 0,38-20 кВ

12.2. Пожароопасность КЛ 0,38-20 кВ

12.3. Пожароопасность ТП 6-20/0,4 кВ


## **ВЫВОДЫ**

**Высокая ответственность начальника района электрических сетей за принимаемые решения требует нового подхода к информационному обеспечению организации эксплуатации распределительных сетей.**

## **ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ**

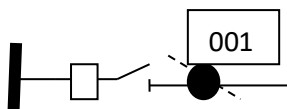
9.1. Учет и анализ на ПЭВМ паспортных данных опор и промежуточных пролетов ВЛ 0,38-20 кВ

<b>№ п/п</b>	<b>Характеристика опоры и пролета</b>	<b>Значение характеристики опоры и пролета</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
<b>ПАСПОРТ ОПОРЫ ВЛ № 06 от ПС «Бобейка</b>		
1	Оперативный номер опоры начала пролета	001
1.1	Оперативный номер опоры конца пролета	002
2	Завод-изготовитель	Славский ЭМЗ
3	Год изготовления	1978
4	Монтажная организация	ПМК-4 Оргтехстроя
5	Год монтажа:	1979
6	Конструктивное исполнение	Деревянная стойка на одной ж.б.

		приставке
6.1	Совместная подвеска	Оптическое волоконная линия связи
7	Шифр конструктивного исполнения	26-375
7.1	Схема конструктивного исполнения:	
8	Тип изолятора	ШФ-10Г
9	Тип крепления провода:	Проволочная вязка
10	Тип разрядника	Нет
11	Коэффициент дефектности опоры, %	13,67
11.1	Объем энергодревесины, м.куб	!65
11.2	Объем спецжелезобетона, м.куб	0,13
ПАСПОРТ ПРОМЕЖУТОЧНОГО ПРОЛЕТА 001-002		
12	Тип участка	Промежуточный пролет
13	Протяженность по трассе, м	56
14	Марка провода	А-50
14.1	Габарит провода, м	12
15	Коэффициент дефектности пролета, %	34,17
16	Ориентация на поопорной схеме, час	15.00
17	Тип трассы:	Обочина проселочной дороги

На основании паспортов опор и промежуточных пролетов программно рисуется поопорная схема:

ПООПОРНАЯ СХЕМА



9.18. Анализ временных рядов показателей фактической надежности внешнего электроснабжения конечных потребителей

## Измерять надежность аварийностью нельзя!

Анализ временных рядов показателей фактической надежности распределительных сетей заключается в вычислении среднего значения, тенденции изменения временного ряда и краткосрочного прогноза на предстоящий год. Временной ряд суммарного количества внезапных устойчивых отключений в сетях 6–20 кВ РЭС за пять прошедших лет приведен на рис.

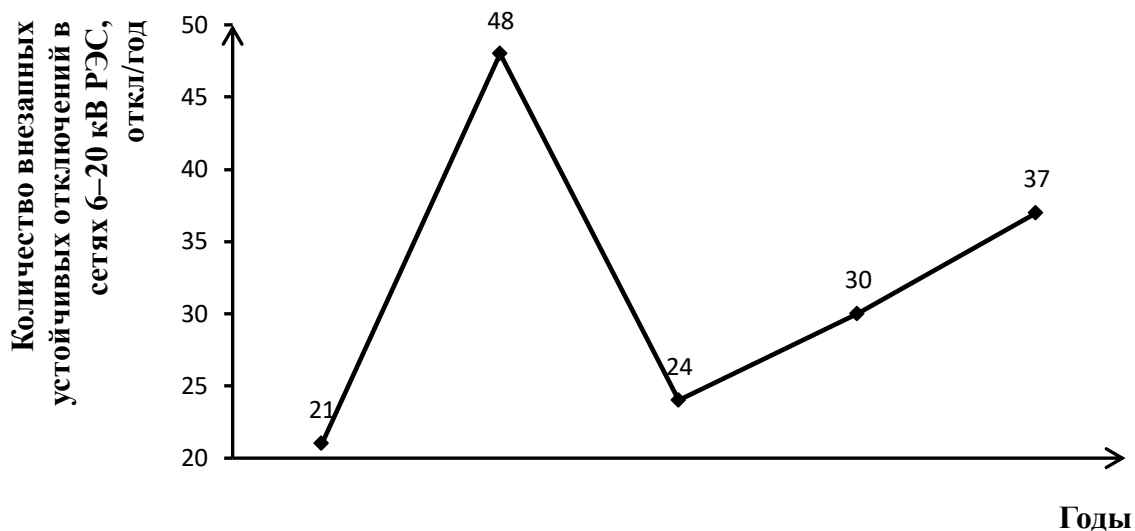


Рис. Временной ряд показателя фактической надежности распределительных сетей

Следует подчеркнуть, что показатели фактической надёжности («аварийности») распределительных сетей объективно являются случайными величинами, зависящими от

неуправляемых факторов (гололёд, ветер, гроза и т.п.). Поэтому простое «сравнение с аналогичным периодом прошлого года» некорректно. Однако методы математической статистики позволяют получить некоторые выводы:

1. Среднее значение:

$$P_{\text{ср}} = (21 + 48 + 24 + 30 + 37)/5 = 32 \text{ откл/год} \quad (1)$$

2. Тенденция временного ряда определяется знаком величины:

$$T = 2 \sum(i \cdot p_i) - (N + 1) \sum p_i, \quad (2)$$

где  $i$  – порядковый номер членов временного ряда ( $i = 1, 2, 3, \dots, N$ );  $N$  – количество членов временного ряда;  $p_i$  – значения членов временного ряда.

Если знак величины  $T$  положителен, то данный временной ряд имеет тенденцию к увеличению («аварийность растёт»), если знак  $T$  меньше нуля – данный временной ряд имеет тенденцию к уменьшению («аварийность снижается»).

Для вышеприведенного временного ряда:

$$T = 2(1 \cdot 21 + 2 \cdot 48 + 3 \cdot 24 + 4 \cdot 30 + 5 \cdot 37) - (5 + 1) \cdot (21 + 48 + 24 + 30 + 37) = +28 \quad (3)$$

**Вывод:** данный временной ряд имеет тенденцию к увеличению («аварийность растёт»).

3. Количественная оценка тенденции:

$$T\% = (6 \cdot T \cdot 100) / ((N^2 - 1) \cdot \sum p_i) \quad (4)$$

Для вышеприведенного временного ряда:

$$T\% = (6 \cdot 28 \cdot 100) / ((5^2 - 1) \cdot 32) = 21,88 \text{ \% / год} \quad (5)$$

**Вывод:** «аварийность в РЭС росла» со средней скоростью 21,28% в год.

4. Краткосрочный прогноз на предстоящий год:

$$P(N + 1) = ((6 \cdot \sum(i \cdot p_i) - 2 \cdot (N + 2) \cdot \sum p_i)) / (N \cdot (N - 1)) \quad (6)$$

Для вышеприведенного временного ряда прогноз на следующий год:

$$P_6 = ((6 \cdot 494) - 2 \cdot 7 \cdot 160) / (5 \cdot 4) = 36 \text{ откл}$$

## 9.16. Система договорной экономической ответственности за надежность внешнего электроснабжения конечных потребителей (СДЭО)

**НАДЕЖНОСТЬ КАТЕГОРИЯ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ!**

Еще работая в РЭСе, я пытался понять: почему мы безвозвратно тратим огромные свои средства в реализацию мероприятий по повышению надежности внешнего электроснабжения конечных потребителей, а потребители все время недовольны?



Выход из этой ситуации подсказали мне Чубайс и Дьяков.

Товарной продукцией эксплуатации распределительных сетей является надёжность внешнего электроснабжения конечных потребителей. «Мы должны создать такую систему взаимоотношений с потребителем, при которой потребитель понимает, за что он платит. Если ему нужны дополнительные меры по надёжности, то должен быть адекватный финансовый механизм для их осуществления. С обратной стороны, если потребитель не получил ту надёжность, которая была ему гарантирована, потребителю должны быть компенсированы понесенные им убытки» [Чубайс].

Для реализации новой системы взаимоотношений с потребителем Правительству Российской Федерации были даны соответствующие поручения [2.3]:

- Разработать и утвердить стратегию развития электросетевого комплекса Российской Федерации и план-график издания нормативных правовых актов, обеспечивающих: переход к регулированию цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на основе таких параметров, как надёжность и качество обслуживания потребителей.

Для реализации системы договорной экономической ответственности за надёжность электроснабжения потребителей решены четыре задачи:

- Из ПТЭ [1.1] исключен термин «бесперебойное энергоснабжение»;

- Прейскурантом № 09-01 [2.8] введено понятие «нормативная надежность электроснабжения»;
- Утверждены отраслевые рекомендации по применению скидок и надбавок к тарифу за надежность электроснабжения потребителей [2.9]
- Проведено успешное экспериментальное внедрение системы договорной экономической ответственности за надежность электроснабжения потребителей в Камэнерго и Орелэнерго.

Принцип расчета нормативных значений показателей надежности электроснабжения потребителей изложен на рис.

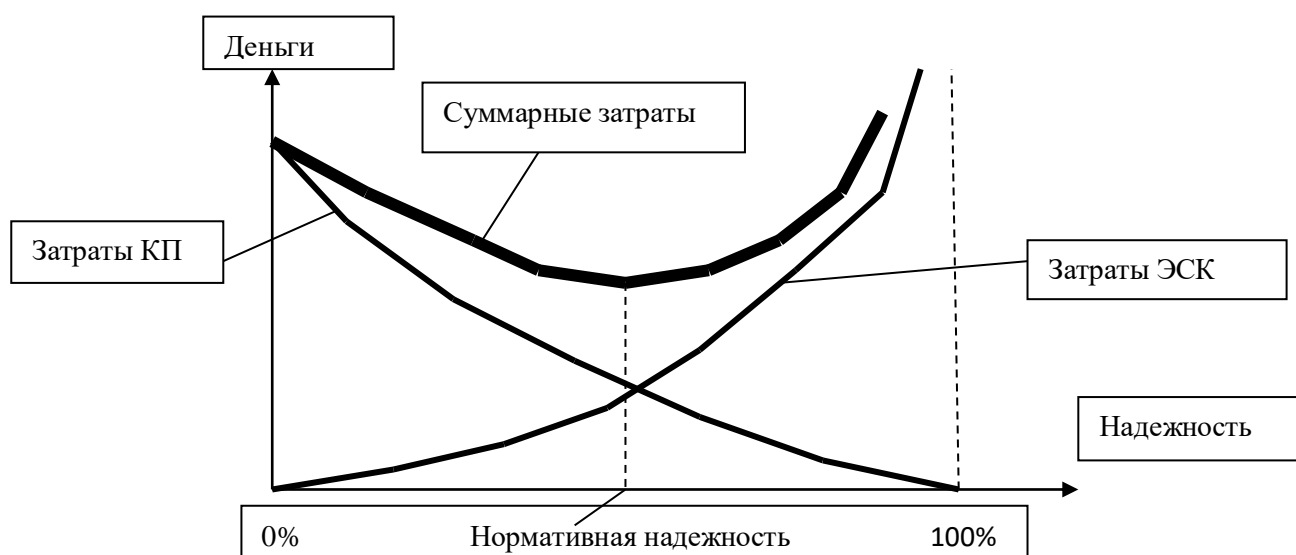


Рис. 2.13. Расчет нормативных значений показателей надёжности внешнего электроснабжения конечных потребителей

### Основные принципы СДЭО:

- любой конечный потребитель имеет право заказать любые договорные значения ПН ВЭ ( $F_d$  и  $D_d$ );
- энергоснабжающая организация имеет право установить скидку(надбавку) к тарифу в

зависимости от договорного уровня надёжности ( $F_d$  и  $D_d$ );

- в случае фактического нарушения энергоснабжающей организацией договорных значений показателей надёжности ВЭ КП, КП получает возмещение на основании договорного значения удельного возмещения затрат, руб/час.

Фрагмент тарифного меню(шкала скидок и надбавок к сетевому тарифу за надёжность ВЭ КП) приведены в табл. 2.8.

*Таблица 2.8. Фрагмент тарифного меню*

$F_d$ , вуп/год $D_d$ , час/вуп	0	1	2	3	4	5	6	
0	2,34	-	-	-	-	-	-	
1	-	1,84	1,72	1,60	1,52	1,48	1,33	
2	-	1,45	1,36	1,27	1,04	0,91	0,89	
3	-						1,33	1,1
4	-	1,20	1,06	1,00	0,87	0,76	0,67	
:	:	:	:	:	:	:	:	

Расчёт «важности» КП производится через расчёт удельных затрат конечного потребителя (УЗКП).

Два варианта КП:

1. КП не имеет объема товарной продукции в денежном выражении;
2. КП имеет объем товарной продукции в денежном выражении.

Алгоритм расчёта «важности» КП, не имеющего объёма товарной продукции изложен ниже.

1. На основании официальных статистических данных рассчитывается значение удельного регионального валового продукта (УВВП, руб/кВт·ч).
2. Удельные затраты КП (УЗКП): УВВП умножается на среднегодовое электропотребление КП, кВт·ч/год и делится на 8760 час.

Ниже приведён пример расчета УЗКП на основании статических данных по РФ (табл. 2.9).

**Таблица 2.9. Расчет УЗКП на статических данных по РФ**

№ п/п	Год	Внутренний валовый продукт РФ, млрдруб.	Годовое электропотребление РФ, млрд кВт·ч	Удельный ВВП (УВВП), руб/кВт·ч
1	2010	84 719,418	102,752	824,485
2	2011	105 825,659	102,001	1 033,931
3	2012	112 086,974	101,574	1 103,938
4	2013	116 492,672	100,981	1 153,376
5	2014	103 397,803	103,599	997,822
6	201	68 668,897	103,400	663,901

	5		Среднее	962,898
--	---	--	---------	---------

Умножаем на среднегодовое электропотребление данного КП (Э)

**(1 000 000 кВт·ч) и делим на 8760 час/год:**

$$\text{УЗКП} = (\text{УВВП} \cdot \text{Э}) / 8760 = (963,41 \cdot 1\,000\,000) / 8760 = 109\,978 \text{ руб/час.}$$

Эта цифра записывается в договор между ЭСК и КП.

Второй вариант («товарный КП»):

Выясняется среднегодовой объем товарной продукции данного КП за последние 5 лет, руб/год (ОТП).

Делим ОТП, руб/год на 8760 час/год, получаем:

$$\text{УЗКП} = (\text{ОТП, руб/год}) / 8760 \text{ час/год} = 10\,000\,000 / 8760 = 1\,142 \text{ руб/час.}$$

Эта цифра записывается в договор между ЭСК и КП.

## Литература

- 2.1. Терешко О.А. Расчёт показателей надёжности электроснабжения конечных потребителей. Журнал «Электроэнергия. Передача и распределение», 2016, №3(36).
- 2.2. Степанов А.С. Опыт применения указателей повреждённого участка на ВЛ 6–10 кВ в ПАО «МОЭСК». Журнал «Электроэнергия. Передача и распределение», 2017, № 1(40).
- 2.3. Приказ Минэнерго РФ от 29 ноября 2016 г. № 1256 «Об утверждении методических указаний по расчёту уровня надёжности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению ЕНЭС и ТСО».
- 2.4. СТО ОАО «СО ЕЭС»: 59012820.29.020.005-2011. Правила переключений в электроустановках. ОАО «СО ЕЭС», 2011
- 2.5. Филатов А.А. Обслуживание электрических подстанций оперативным персоналом. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
- 2.6. Гвоздев Д.Б. ОЗП: Итоги прошедшего, задачи на предстоящий. «Электроэнергия. Передача и распределение» № 2 (41), 2017.
- 2.7. Терешко О.А. Оценка схемной надёжности электрических сетей филиалов ПАО «МРСК Центра». «Электроэнергия. Передача и распределение» № 2, 2017.
- 2.8. Прейскурант 09-01 «Тарифы на электрическую и тепловую энергию». Прейскурантиздат, 1990.
- 2.9. Рекомендации по применению скидок и надбавок к тарифу за надёжность внешнего электроснабжения конечных потребителей. ОРГРЭС, 1991.

**РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ  
НАДЕЖНОСТИ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ  
КОНЕЧНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ**

На основании паспортных характеристик распределительных сетей и нормативно-справочной информации о повреждаемости элементов рассчитываются для каждого конечного потребителя:

- количество внезапных устойчивых прерываний внешнего электроснабжения, откл/год;
- продолжительность одного внезапного устойчивого прерывания внешнего электроснабжения, час/откл.

## **УЧЕТ И АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ**

В результате обходов, осмотров и измерений с планшетами в ПЭВМ образуется массив информации о дефектах:

ЛВ 06 ПС БОБЕЙКА

Диспетчерский номер опоры	Код дефекта
016	С12
032	С22
045	К01
055	К18

На основании данной информации рассчитываются для каждого электросетевого объекта:

- качественная оценка технического состояния (коэффициент дефектности,%);
- количественная оценка технического состояния (износных отключений/год).

## **РАЦИОНАЛЬНОЕ ГОДОВОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ**

### **КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ**

#### **ОБЪЕКТОВ 0,38-20 КВ**

Традиционное планирование капитального ремонта электросетевых объектов 0,38-20 кВ, основанное на нормативных значениях максимального межремонтного периода ПТЭ обладает следующими недостатками:

- не учитывается техническое состояние объектов (в годовой план попадают «бездефектные» объекты);
- не учитывается схемное исполнение объектов (секционирование и резервирование);

- не учитывается характеристика конечных потребителей.

Рациональное годовое планирование капитального ремонта электросетевых объектов 0,38-20 кВ состоит из следующих модулей:

1. На основании ведомости дефектов и нормативов максимального межремонтного периода ПТЭ производится расчет минимальной нормативной потребности электросетевых объектов 0,38-20 кВ РЭС в материально-технических, трудовых и машинных ресурсах для ремонтно-эксплуатационных нужд.
2. Рассчитывается годовой экономический эффект от производства капитального ремонта каждого электросетевого объекта 0,38-20 кВ РЭС.
3. Рассчитывается потребность каждого электросетевого объекта 0,38-20 кВ РЭС в материальных, трудовых и финансовых ресурсах для производства капитального ремонта «под ключ».
4. Составляется проект годового плана капитального ремонта электросетевых объектов 0,38-20 кВ РЭС «по убыванию годового экономического эффекта», контролируя на каждом шаге соблюдение ограничения по ремонтным ресурсам:

**Проект годового плана капитального ремонта  
ВЛ 6–20 кВ Нижнекамского РЭС  
по «Убыванию годового экономического эффекта»**

№п/п	Наименование ВЛ 6–20 кВ	Протяженность, км	Годовой экономический эффект, руб/год	Стоимость ремонта, руб	Трудозатраты, чел.час	ЭД, м <sup>3</sup>	СЖ, м <sup>3</sup>	П, м	ПИ, м
<i>1. ПС «Бубенчики» 110/10 кВ</i>									
1.1	ВЛ № 12	23	12 594	5 671	346	0	23	0	0
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
1.5	ВЛ № 17	44	6 777	3 874	271	0	29	340	0
<i>6. ПС «Кратово» 35/10 кВ</i>									
6.1	ВЛ № 01	27	5 544	2 579	84	5	0	0	0
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
ИТОГО по ВЛ 6–20 кВ		129	264 113	327	1673	28	86	960	0

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**



1. Правила технической эксплуатации электрических сетей Российской Федерации. СПО ОРГРЭС, 2003 г.
2. Типовая инструкция по техническому обслуживанию и капитальному ремонту воздушных линий электропередачи напряжением 0,38-20 кВ ТИ 34-70-054-86, СПО ОРГРЭС, 1993
3. Рекомендации по организации учета и анализа отключений в воздушных электрических сетях напряжением 0,38-20 кВ, СПО ОРГРЭС, 1994
4. Указания по учету и анализу в энергосистемах технического состояния распределительных сетей напряжением 0,38-20 кВ с воздушными линиями электропередачи, СПО ОРГРЭС, 1991
5. Методические указания по комплексной качественной оценке технического состояния распределительных сетей напряжением 0,38-20 кВ с воздушными линиями электропередачи. РД 34.20.583-91, СПО ОРГРЭС, 1994
6. Прейскурант № 09-01. Тарифы на электрическую и тепловую энергию. Государственный комитет СССР по ценам, 1990
7. Рекомендации по применению скидок (надбавок) к тарифу на электрическую энергию за надежность электроснабжения сельскохозяйственных потребителей и установления штрафов за внезапные отключения сельскохозяйственных потребителей РД 34.20.582-90, СПО ОРГРЭС, 1999
8. Методика расчета потребности и распределения фондов на материально-технические ресурсы для ремонтно-эксплуатационных нужд распределительных электрических сетей напряжением 0,38-20 кВ с

воздушными линиями электропередачи. РД 34.10.394-89,

СПО ОРГРЭС, 1995

9. О.А.Терешко, В.Я. Путилов. Современные методы организации эксплуатации распределительных электрических сетей напряжением 0,38-20 кВ. Издательство МЭИ, 2018
- 10.Терешко О.А. Расчет показателей надежности электроснабжения конечных потребителей. Журнал «Электроэнергия. Передача и распределение», 2016, №3 (36).
11. Степанов А.С. Опыт применения указателей поврежденного участка на ВЛ 6 – 10 кВ в ПАО «МОЭСК». Журнал «Электроэнергия. Передача и распределение», 2017, №1 (40).
12. Гнеденко Б.В. Элементарное введение в теорию вероятностей. Москва «Наука» 1982.