

Раздел 5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

Обратим внимание на нижеследующее:

1. При расчете капитализированных затрат Z_k [3] используется коэффициент 0,1102, учитывающий амортизационные отчисления и эффективность капитальных вложений в заданный период, в данном случае 9 лет.

2. Расчет стоимости потерь проводится по двум составляющим: первая – определяется необходимостью капитальных вложений по дополнительной выработке электроэнергии для покрытия потерь ХХ и КЗ (стоимость 1 кВт потерь равна 204 долл. США), вторая – определяется текущими затратами на производство 1 кВт·ч электроэнергии (0,0352 долл. США) и числом в году использования потерь ХХ (8760 ч) и КЗ (2630 ч).

3. Имеющиеся данные по конкретному примеру расчета годовых затрат показывают, что стоимость потерь составляет 60 % от суммарных годовых затрат.

Предлагается следующий подход к оценке годовых затрат при эксплуатации силовых трансформаторов в энергосистемах РФ. Годовые затраты Z_g складываются из трех составляющих: капитализированные затраты Z_k , затраты, связанные с потерями в трансформаторных $Z_{п}$, и эксплуатационные $Z_{э}$, т.е. $Z_g = Z_k + Z_{п} + Z_{э}$. Рассмотрим составляющие более подробно.

Расчет капитализированных затрат. В общем виде Z_k определяется зависимостью

$$Z_k = (C_{тр} + C_{пер})K,$$

где $C_{тр}$ – цена трансформатора в рублях; $C_{пер}$ – стоимость перевозки трансформатора от завода – изготовителя до места установки и монтажа в рублях; K – коэффициент, учитывающий амортизационные отчисления за установленный срок.

Есть различные точки зрения на величину расчетного срока K . В отечественной литературе в 80-х годах предлагались варианты от 8 до 12 лет. Сегодня этот срок должен быть установлен экспертами в области энергетики. Предлагаем установить 10 лет, т.е. принять $K = 0,1$.

Расчет годовой стоимости потерь. Расчет затрат на компенсацию потерь предлагается по следующей схеме:

$$Z_{\Pi} = g(P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\text{ВКЛ}} + P_{\text{КЗ}} \cdot \tau_{\text{М}}),$$

где g – удельная стоимость потерь, руб./кВт·ч; $P_{\text{ХХ}}$ – нормированные потери холостого хода, кВт, $P_{\text{КЗ}}$ – нормированные потери короткого замыкания, кВт; $T_{\text{ВКЛ}}$ – годовое время работы трансформатора под напряжением в часах; $\tau_{\text{М}}$ – время в часах при максимальной нагрузке, которое эквивалентно потерям КЗ по реальному графику нагрузки в течение года.

Определение $T_{\text{ВКЛ}}$ и $\tau_{\text{М}}$ для конкретного трансформатора представляет большие трудности. В качестве примера приведены обобщенные значения $T_{\text{ВКЛ}}$ и $\tau_{\text{М}}$ полученные на основе анализа данных статистического обследования нагрузки трансформаторов для различных групп трансформаторов, взятые из книги Л.Я. Поволоцкого «Экономическая эффективность новой техники в трансформаторостроении», 1980. (см. табл. 5.1).

Следует отметить, что сегодня величины $T_{\text{ВКЛ}}$ и $\tau_{\text{М}}$ должны корректироваться в связи со значительным изменением в 90-х годах нагрузок трансформаторов в различных регионах страны.

Определение удельной стоимости потерь g (руб./кВт·ч) должно базироваться на данных по затратам на возмещение потерь, включающих капитальные вложения в создание новых генерирующих мощностей, удельный расход топлива на 1 кВт ч электроэнергии, текущие расходы по обслуживанию трансформаторов и другие.

Таблица 5.1. Обобщенные значения $T_{\text{ВКЛ}}$ и $\tau_{\text{М}}$, полученные на основе данных статистического обследования нагрузки для различных групп трансформаторов

№ п/п	Группы трансформаторов	$T_{\text{ВКЛ}}$	$\tau_{\text{М}}$
1	Повышающие трансформаторы и автотрансформаторы электростанций	8000	5000
2	Понижающие автотрансформаторы и автотрансформаторы связи	8700	4100
3	Понижающие автотрансформаторы 110–220 кВ	8500	4100
4	Трансформаторы собственных нужд	8000	5000

По данным журнала «Энергетика за рубежом», выпуск 2, 2012, цена электроэнергии в промышленности России составляет 0,044 долл. США/кВт·ч, что сопоставимо с приведенными выше данными по зарубежным фирмам (0,0352 долл. США).

Следует иметь в виду, что для нашей страны величина g может колебаться в больших пределах для различных регионов.

Расчет годовых эксплуатационных затрат. Учет годовых эксплуатационных затрат $Z_{\text{э}}$ является актуальным ввиду того, что практически все силовые трансформаторы, изготовленные на трансформаторных заводах СНГ, требуют проведения через 12 лет эксплуатации капитальных ремонтов с подпрессовкой обмоток, что сопряжено с большими затратами и снижением надежности, особенно для мощных трансформаторов. По различным сведениям стоимость капитальных ремонтов оценивается в 10–20% от стоимости трансформатора.

Предлагается рассчитывать $Z_{\text{э}}$, как

$$Z_{\text{э}} = Z_{\text{кр}} \cdot K_i,$$

где $Z_{\text{кр}}$ – стоимость капремонта.

Предлагается применять коэффициент $K_i = 0,3$ для стимулирования заводов осваивать трансформаторы, не требующие проведения капитальных ремонтов в эксплуатации.

Предложенная методика может быть основной для рассмотрения и обсуждения с проектными и научными организациями и после корректировки и доработки рекомендована при проведении тендеров на поставку силовых трансформаторов в системах ФСК России. Она может быть использована так же разработчиками силовых трансформаторов для оптимизации конструкций, так как снижение потерь и эксплуатационных расходов связано со значительными дополнительными затратами, т.е. с увеличением стоимости трансформаторов.

Кроме того, эта методика может найти применение для оценки целесообразности замены трансформаторов производства 50–60-х годов на новые со значительно более низкими потерями.

Задача 5.1. По максимальным нагрузкам выбрать повышающие трансформаторы на электростанции 500 кВ и рассчитать затраты на компенсацию годовых потерь. На электростанции установлено 6 генераторов мощностью 200 МВт, удельная стоимость потерь, руб./кВт·ч, $g = 0,1$.

Решение

По установленной мощности и напряжению выбираем для каждого генератора повышающий трансформатор ТЦ-250 000/500, у которого $P_{ХХ} = 250$ кВт, $P_{КЗ} = 600$ кВт.

Тогда для одного трансформатора:

$$З_{\Pi} = g(P_{ХХ} \cdot T_{ВКЛ} + P_{КЗ} \cdot \tau_{М}) = 0,1 \cdot (250 \cdot 8000 + 600 \cdot 5000) = 500\,000 \text{ руб.}$$

Для 6 трансформаторов: $З_{\Pi S} = 6 \cdot З_{\Pi} = 6 \cdot 500\,000 = 3\,000\,000$ руб.,

где $T_{ВКЛ}$ – годовое время работы трансформатора под напряжением в часах; $\tau_{М}$ – время в часах при максимальной нагрузке, которое эквивалентно потерям КЗ по реальному графику нагрузки в течение года.

Задача 5.2. Для понижающей двухтрансформаторной подстанции 110 кВ выбрать силовые трансформаторы и рассчитать затраты на компенсацию потерь. Суммарная мощность запрашиваемая потребителями от данной подстанции $P = 35$ МВт, $\cos f = 0,82$, $g = 0,1$.

Решение

Выбор трансформатора $S = P / \cos f = 35 / 0,82 = 42,68$ МВ·А, выбираем силовой трансформатор ТРДН–63 000/110 у которого $P_{ХХ} = 59$ кВт, $P_{КЗ} = 260$ кВт.

для одного трансформатора $З_{\Pi} = g(P_{ХХ} \cdot T_{ВКЛ} + P_{КЗ} \cdot \tau_{М}) = 0,1(59 \cdot 8500 + 260 \cdot 4100) = 156\,750$ руб.,

для двух трансформаторов $З_{\Pi S} = 2 \cdot З_{\Pi} = 2 \cdot 156\,750 = 313\,500$ руб.

Задача 5.3. На подстанции 110/35 выбрать трансформаторы собственных нужд и рассчитать стоимость годовых потерь. Суммарная мощность собственных нужд $P = 6000$ кВт, $Q = 500$ квар, $g = 0,3$.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{6^2 + 0,5^2} = 6,02.$$

Выбираем трансформатор ТМ-100/35, $P_{ХХ} = 0,5$ кВт, $P_{КЗ} = 1,9$ кВт.

$$З_{\Pi} = g(P_{ХХ} \cdot T_{ВКЛ} + P_{КЗ} \cdot \tau_{М}),$$

$$З_{\Pi} = 0,3 \cdot (0,5 \cdot 8000 + 1,9 \cdot 5000) = 4050 \text{ руб.}$$

$$З_{\Pi} = 0,3 \cdot (230 \cdot 8700 + 1050 \cdot 4100) = 1891800 \text{ руб.}$$

Методика оценки эффективности принимаемых решений

Применительно к задачам российской энергетики в рыночных условиях разрабатываются различные методические подходы, основанные на использовании зарубежного опыта. Такой критерий как чистый дисконтированный доход (ЧДД) и связанные с ним показатели (внутренняя норма доходности, срок окупаемости и индекс доходности), используются для основания проектов, намечаемых к реализации инвесторами, расценки на услуги которых не регулируются государством и обуславливают необходимость определения денежных потоков за весь срок службы объекта. Понятно, что критерий ЧДД в условиях регулируемых государством тарифов на энергию не подходит для решений задач электроэнергетики. Более подходящим на первый взгляд является критерий необходимого дохода (НД) и среднегодового необходимого дохода (СНД) [4] предлагаемого П.А. Малкиным. Но заложенная в его основе методика определения прибыли исходя из норматива рентабельности и стоимости основных производственных фондов, что является практикой в работе зарубежных компаний, не соответствует нашим отечественным реалиям, так как в РФ прибыль энергокомпаний назначается по затратному принципу, исходя из их потребности в средствах для функционирования и развития.

Более правильный подход по нашему мнению предложен в [5] В.Н. Денисовым, который, рассуждая о подходах П.А. Малкина, справедливо критикуя их, предлагает критерий экономической эффективности – минимум суммарных или ежегодных (среднегодовых) приведённых (дисконтированных) затрат.

Если рассчитывать затраты за срок службы $T_{сл}$, то при условии одновременности капитальных вложений (в реконструкцию или модернизацию) K и постоянства годовых издержек (I) во времени, суммарные приведённые затраты вычисляются по формуле:

$$Z_{\Sigma} = K + I \sum_{i=1}^{T_{сл}} (1+E)^{-i} = K + I \frac{(1+E)^{T_{сл}} - 1}{E(1+E)^{T_{сл}}}, \quad (5.1)$$

где E – коэффициент дисконтирования.

Для нашего случая представим ежегодные приведённые затраты

$$Z_{\Sigma} = \frac{(1+E)^{T_{сл}} - 1}{E(1+E)^{T_{сл}}} K + I = FK + I. \quad (5.2)$$

При $T_{\text{сл}} \rightarrow \infty$ коэффициент $F \rightarrow E$. Зависимость F от $T_{\text{сл}}$ для разных значений E показана в табл. 5.2.

Таблица 5.2

E	$F = f(T_{\text{сл}})$					
	10	20	30	40	50	60
0,05	0,130	0,080	0,065	0,058	0,055	0,053
0,1	0,163	0,117	0,106	0,102	0,101	0,1
0,15	0,119	0,160	0,152	0,151	0,15	0,15
0,2	0,239	0,205	0,201	0,2	0,2	0,2

В практических расчётах по экономическому обоснованию проектов при $E > 0,1$ коэффициент эффективности капиталовложений $F = E$.

Примем расчётный период $T_{\text{сл}}$, равный сроку службы присоединений ОРУ трансформаторов и линий, равным 40 лет. При этом будем полагать, что срок службы ОРУ составляет 30 лет, после чего необходимо будет провести полную его реконструкцию.

Применительно к нашему случаю с ОРУ 110, 220 кВ расчётная формула приобретает вид

$$Z = F[K_{\text{ЭЛ}} + K_{\text{ТР,ПТ}} + K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ОРУ}}(1 + E)^{\frac{T^{\text{ОРУ}}}{T_{\text{сл}}}}] + И. \quad (5.3)$$

В исходную информацию не включены нормативы амортизации, поскольку они в издержках производства (при расчёте приведённых затрат за срок службы) не учитываются. Не берётся в расчёт также остаточная стоимость обновлённого ОРУ, продолжительность работы которого к концу расчётного периода составит только 10 лет, вместо 30. Отказ от учёта остаточной стоимости ОРУ обусловлен тем, что ее приведённая к началу расчётного периода величина очень мала.

Как было показано в лекции 3, учёт фактора надёжности предполагает включение в выражения (5.1)–(5.3) составляющей вероятностного ущерба от недоотпуска электрической энергии $У_э$ из-за ненадёжной работы оборудования. Тогда наше выражение (5.2) будет записано в виде $Z = FK + И + У_э$.

Задача 5.4. Рассчитать суммарные приведённые затраты (3) районной электрической сети, если срок службы линий $T_{\text{сл}} = 40$ лет, капитальные вложения (в реконструкцию или модернизацию) $K = 700$ млн руб, годовые издержки $И = 4,5$ млн руб.

Если рассчитывать затраты за срок службы $T_{сл}$, то при условии единовременности капитальных вложений (в реконструкцию или модернизацию) K и постоянства годовых издержек (I) во времени, коэффициент дисконтирования $E = 0,1$.

Решение

Ежегодные затраты

$$Z_{\Sigma} = \frac{(1+E)^{T_{сл}} - 1}{E(1+E)^{T_{сл}}} K + I = \frac{(1+0,1)^{40} - 1}{0,1(1+0,1)^{40}} 700 + 4,5 = 6858 \text{ млн руб.}$$

Перейдём к процедуре определения величины математического ожидания (среднего значения) ущерба $U_{э}$ от недоотпуска электроэнергии потребителям в вариантах схем из-за отказов электрооборудования питающей сети и ОРУ ЦП.

Задача 5.5. По условиям задачи 4.4 произвести расчет ежегодных приведенных затрат на реконструкцию по вариантам сети 1, 2, 3 с учетом нижеследующих дополнительных данных. В результате замены провода в вариантах сети на высокотемпературные провода из алюминийво-циркониевого сплава потери на передачу электроэнергии (программы 4, 5) возросли по сечениям 95, 120, 185 на величину $U_{пер}$ соответственно: вариант 1 – 30215, 17700 и 8200 тыс. руб.; в вариантах 2 и 3 – 35190, 20620 и 9600 тыс. руб.

Решение

Расчет произведем по вышеприведенной формуле приведенных затрат:

$$Z = F(K_{ру} + K_{вл}) + I_{\Sigma},$$

где $I_{\Sigma} = I_{пост}^{\Sigma} + I_{пер}^{\Sigma}$; $I_{пост}^{ру} = 0,05K_{ру}$; $I_{пост}^{вл} = 0,01K_{вл}$;

$$Z = F(1,05K_{ру} + 1,01K_{вл}) + I_{пер}^{\Sigma}, \quad I_{пер}^{\Sigma} = I_{пер}^{вл} + I_{пер}^{ру}.$$

Поскольку потерями в схемах ОРУ 110 кВ подстанций можно пренебречь (они будут одинаковы в вариантах сети), то $I_{пер}^{\Sigma} = I_{пер}^{вл}$.

Результаты расчетов критерия Z по составляющим затрат и суммарному значению сведены в табл. 5.1 при различных значениях коэффициента F . Выделенные серым цветом и отсутствующие значения показателя Z по вариантам свидетельствуют о нецелесообразности кратковременных инвестиций.

Задача 5.6. По условиям задач 4.2 и 5.2 произвести учет влияния показателя среднегодового вероятностного ущерба по варианту 1 сети при коэффициенте $F = 0,15$. Предположить, что ущерб у потребителя на каждой из подстанций в варианте 1 сети одинаковый.

Решение

Исходя из результатов, полученных в задаче 4.2, величина вероятностного ущерба $У$ относительно шин 10 кВ подстанции 2 составляет по вариантам: В1 – 517858 руб./год; В2, В3 – 296384 руб./год.

Таким образом, допуская, что суммарный ущерб по вариантам сети может быть получен простым сложением (умножением) показателя $У_{п2}$, получим: $У_{\Sigma 1} = 1553574$ руб./год; $У_{\Sigma 2} = У_{\Sigma 3} = 889152$ руб./год.

Таким образом произведем учет последних показателей в формуле для приведенных затрат $З = FK + И + У$ для указанного показателя F по программам реконструкции $З_i$:

$$З_1 = 31200000 + 1553574 = 32753574 \text{ руб./год,}$$

$$З_2 = 7250000 + 1553574 = 8803574 \text{ руб./год,}$$

$$З_3 = 38430000 + 1553574 = 39983574 \text{ руб./год.}$$

Из расчетов видно, что существенного влияния показатель $У_{\Sigma}$ на величину затрат $З$ не оказывает, однако в программах 3 и 5 (подвариант 1) показатель $З$ явно превышает целесообразное значение инвестиций. Здесь целесообразно принять тактику финансирования с показателями F соответственно 0,1 и 0,05.

Таблица 5.3. Ежегодные затраты по варианту 1 питающей сети

№ прог-рам-мы	К _{ВЛ} , тыс. руб.	К _{ру} , тыс. руб.	И _{пост} , тыс. руб.		И _{пер} , тыс. руб.	Затраты З, тыс. руб., при коэффициенте <i>F</i>							
			1,05 К _{ру}	1,01 К _{ВЛ}		0,05	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4
1	–	198000	208	–	0	10,400	20,800	31,200	41,600	52,000	–	–	–
2	–	46000	48,300	–	0	2,415	4,830	7,250	9,660	12075	14490	16,905	19,320
3	–	244000	25620 0	–	0	12,810	25620	38,430	51,240				
4	10200	–	–	10302	30215	30730	31,245	31760	32275	32790	33306	33821	34336
	10200	–	–	10302	17700	18215	18730	19245	19760	20276	20791	21306	21821
	12120	–	–	12241	8200	8812	9424	10036	10648	11260	11872	12484	13096
5	46200	–	–	46660	30215	32548	34881						
	46200	–	–	46660	17700	20033	22366	24699	27032	29365	31698	34031	36364
	48120	–	–	48600	8200	10630	13060	15490	17920	20350	22780	25210	27640

Таблица 5.4. Ежегодные затраты по варианту 2 питающей сети

№ программы реконструкции	КВЛ, тыс. руб.	КОРУ, тыс. руб.	К + И _{пост} , тыс. руб.		И _{пер} , тыс. руб.	Затраты приведенные Z, тыс. руб., при коэффициенте F							
			1,05 КОРУ	1,01 КВЛ		0,05	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	
1		144000	151200	–	0	7560	15120	22680	30240	37800	45360	52920	
2		46000	48300	–	0	2415	4830	7245	9660	12075	14490	16905	
3		190000	200000	–	0	10000	20000	30000	40000	50000	60000	70000	
4	70	13600	–	–	13736	35190	35877	36564					
	95	13600	–	–	13736	20620	21307	21994	22680	23367	24054	24741	25428
	120	16160	–	–	16322	9600	10416	11232	12048	12864	13681	14497	15313
5	70	49600	–	–	50096	35190							
	95	49600	–	–	50096	20620	23125	25716	28134	30639	33144	35649	
	120	52160	–	–	52682	9600	12234	14868	17502	20136	22771	25405	28039

Приложение
Таблица П.1

	Показатели надежности установленного оборудования ЦП и РЭС							Показатели надежности нового оборудования, применяемого при реконструкции ЦП и РЭС						
	Q110 Выключатель воздушный 110 кВ	Линии, кВ $\frac{W_{110}^*}{100\text{км}}$	T110 кВ Трансформаторы 110 кВ	Секция шин* 110 кВ	Q 10 Маломасленный 10 кВ	Секция шин 10 кВ*	Q секционный 10 кВ	Выключатель элегазовый 110кВ	$\frac{W_{110}^*}{100\text{км}}$	Трансформатор 110 кВ	Секция* 110 кВ	Q вакуумный 10 кВ	Секция 10 кВ*	Q секционный 10 кВ вакуум.
λ , 1/год	0,1 0,05	$1,1 \frac{0,9}{0,2}$	0,02	0,02	0,04	$0,005n$	0,005	0,02	$1,1 \frac{0,9}{0,2}$	0,02	0,02	0,005	$0,005n$	0,005
T_B , ч	25	$9 \frac{4}{27}$	100	4	10	2	10	32	$9 \frac{4}{27}$	100	4	10	2	10
μ , 1/год	Кам. 0,2 Тек 2	$4 \frac{4}{8}$	0,17 2	2	0,2 2	1	0,5	0,04	$4 \frac{4}{8}$	0,17 2	2	0,04	1	0,04
T_p , ч	230 10	$12 \frac{12}{12}$	300 12	4	10 6	1	14	200	$12 \frac{12}{12}$	300 12	4	15	1	15
q_0 , о.е.	$0,3 \cdot 10^{-3}$	$1,1 \times 10^{-3} \frac{4,1 \cdot 10^{-4}}{6,2 \cdot 10^{-4}}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$0,91 \times 10^{-5}$	$0,46 \times 10^{-4}$	$1,1 \times 10^{-6} n$	$6 \cdot 10^{-6}$	$0,73 \times 10^{-4}$	$1,1 \times 10^{-3}$	$0,23 \times 10^{-3}$	$0,91 \times 10^{-5}$	$0,5 \times 10^{-5}$	$1,1 \times 10^{-6}$	$0,5 \times 10^{-5}$

* В расчете на 1 присоединение.

Ниже в табл. П.2 приведены сравнительные показатели надёжности выключателей, опубликованные в официальной литературе.

Таблица П.2

Выключатели	Тип выключателя	Общее число выключателей	Распределение отказов по напряжениям, кВ					ω, 1/год
			110	220	330	500	750	
Воздушные	ВНВ-750	9	–	–	–	–	6	0,061
	ВО-750	1	–	–	–	–	–	–
	ВВБ-750	5	–	–	–	–	1	0,018
Элегазовые	НРЛ-800	2	–	–	–	–	–	–
Воздушные	ВНВ-500	7	–	–	–	5	–	0,065
	ВВБК-500	30	–	–	–	17	–	0,052
	ВВБ-500	15	–	–	–	6	–	0,036
	ВВ-500(Б)	76	–	–	–	31	–	0,037
Элегазовые	ВГУ-500	8	–	–	–	3	–	0,075
	ФХТ-17	15	–	–	–	1	–	0,013
Воздушные	ВНВ-300	9	–	–	8	–	–	0,081
	ВВ-300Б	22	–	–	5	–	–	0,021
	ВВН-330	13	–	–	1	–	–	0,007
	ВВБ-330	5	–	–	–	–	–	–
	ВВД-300Б	4	–	–	–	–	–	–
Элегазовые	ВГУ-330	2	–	–	–	–	–	–
	ФХТ-15	4	–	–	–	–	–	–
Воздушные	ВВБК-220	14	–	1	–	–	–	0,006
	ВВД-220	53	–	4	–	–	–	0,007
	ВВБ-220	85	–	4	–	–	–	0,004
	ВВН-220	58	–	10	–	–	–	0,016
Элегазовые	ВГУ-220	5	–	3	–	–	–	0,055
	НРЛ-245	6	–	–	–	–	–	–
	ВГТ-220	2	–	–	–	–	–	–
Масляные	МКП-220	1	–	–	–	–	–	–
	У-220	2	–	–	–	–	–	–
Воздушные	ВВУ-110	17	1	–	–	–	–	0,005
	ВВШ-110	22	2	–	–	–	–	0,008
	ВВН-110	87	10	–	–	–	–	0,010
	ВВБМ-110Б	29	2	–	–	–	–	0,006

Окончание табл.П. 2

Выключатели	Тип выключателя	Общее число выключателей	Распределение отказов по напряжениям, кВ					ω, 1/год
			110	220	330	500	750	
Маломасляные	ВМТ-110	14	3	–	–	–	–	0,019
	ММО-110	1	–	–	–	–	–	
	У-110	31	4	–	–	–	–	–
	МКП-110	16	3	–	–	–	–	0,012
	МКП-110М	27	2	–	–	–	–	0,017
	HLR-110	33	–	–	–	–	–	0,007
Элегазовые	ВГТ-110	2	3	–	–	–	–	0,3
Итого		732	30	22	14	63	7	

