

УДК 621.3

ЗАМЕНА ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ОСНОВЕ ТЕОРИИ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ КАК МЕРОПРИЯТИЕ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Кохан О.С.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Фурсанов М.И.

В процессе эксплуатации распределительных электрических сетей возникает необходимость замены трансформаторов на понижающих подстанциях 6-20/0,38 кВ [1]. Она выполняется в следующих случаях [1]:

- при перегрузке трансформаторов;
- по экономическим условиям – при низком коэффициенте использования установленной мощности (исследования показывают, что уже при загрузке трансформатора в максимум нагрузки менее 40 % целесообразна его замена на трансформатор меньшей мощности);
- при повреждении установленных трансформаторов (обрыв цепи, пробой изоляции и другие неисправности);
- при появлении сосредоточенных нагрузок, когда месторасположение ТП для питания новых потребителей определено и не требует технико-экономического обоснования, а по условиям надежности допустима установка на данной подстанции одного трансформатора.

Чтобы обеспечить оптимальную или близкую к ней загрузку трансформаторов распределительной сети 6-10 кВ необходимо рассчитать и подключить к эксплуатируемым трансформаторам оптимальную нагрузку либо заменить установленные в сети трансформаторы на оптимальные номинальные мощности. Но нужно учесть то, что изменение загрузки установленных трансформаторов необходимо изменять состав и величину нагрузки, что не всегда возможно и более эффективно при планировании развития сети. Поэтому более практичны в эксплуатации будет замена трансформаторов [2]. Однако одновременная оперативная замена большого числа трансформаторов в разветвленных распределительных сетях (рис. 1) представляет собой трудную задачу. В таком случае оптимизацию электрической сети целесообразно проводить последовательно, трансформатор за трансформатором. На каждом таком шаге состояние сети можно определять, как некий локальный минимум.

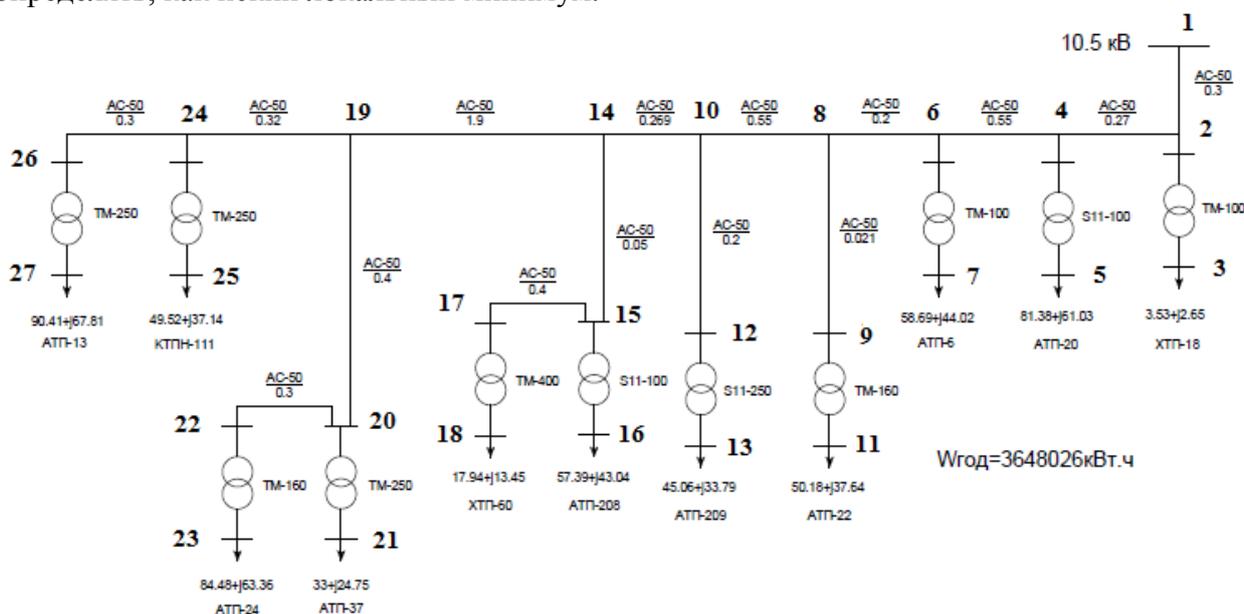


Рисунок 1. Схема разветвленной электрической сети 10 кВ

Произведем данное мероприятие на конкретном примере: приведена (рис.1) реальная схема электрической сети 10 кВ на которой заданы марки проводов и трансформаторов, длины участков линий и нагрузка на низшей стороне трансформатора, а также годовое электропотребление $W_{\text{год}}$ в выбранной сети.

Для того чтобы начать проводить замену трансформаторов в данной сети необходимо проанализировать коэффициенты загрузки каждого трансформатора и выявить недогруженные трансформаторы.

Потоки мощности и значения нагрузок в виде полных мощностей на низшей стороне трансформаторов определяются по формуле:

$$S_{\text{нагр}j} = P_j^{\text{кон}} + jQ_j^{\text{кон}} = \sqrt{(P_j^{\text{кон}})^2 + (Q_j^{\text{кон}})^2}, \text{ кВ}\cdot\text{А} \quad (1)$$

Тогда значения коэффициента загрузки трансформатора $k_{\text{загр}j}$ по следующей формуле:

$$k_{\text{загр}j} = S_{\text{нагр}j} / S_{\text{ном}j}, \text{ о.е.} \quad (2)$$

Сведем исходную информацию по трансформаторам сети и расчет коэффициентов загрузки трансформаторов в таблицу 1. Также для большего и наглядного анализа режима сети приведем в таблице 2 и таблице 3 расчет потокораспределения мощности и электропотребления на трансформаторах в выбранной распределительной электрической сети 10 кВ.

Таблица 1 – Исходные данные по трансформаторам распределительной сети

Участок	$S_{\text{ном}j}$, кВ·А	$P_j^{\text{кон}}$, кВт	$Q_j^{\text{кон}}$, квар	$S_{\text{нагр}j}$, кВ·А	$k_{\text{загр}j}$, о.е.
2-3	100	3,53	2,65	4,414	0,044
4-5	100	81,38	61,03	101,722	1,017
6-7	100	58,69	44,02	73,36	0,7336
9-11	160	50,18	37,64	62,728	0,392
12-13	250	45,06	33,79	56,322	0,224
15-16	100	57,39	43,04	71,736	0,717
17-18	400	17,94	13,45	22,422	0,056
20-21	250	33	24,75	41,25	0,165
22-23	160	84,48	63,36	105,6	0,660
24-25	250	49,52	37,14	61,90	0,2476
26-27	250	90,41	67,81	113,014	0,452

Таблица 2 – Результаты расчетов потокораспределения мощности на трансформаторах выбранной сети

Учас- ток	$S_{\text{нагр}j}$, кВ·А		ΔS_j , кВ·А				$S_j^{\text{нач}}$, кВ·А	
	$P_j^{\text{кон}}$, кВт	$Q_j^{\text{кон}}$, квар	$\Delta P_j^{\text{нагр}}$, кВт	$\Delta Q_j^{\text{нагр}}$, квар	$\Delta P_j^{\text{ок}}$, кВт	$\Delta Q_j^{\text{ок}}$, квар	$P_j^{\text{нач}}$, кВт	$Q_j^{\text{нач}}$, квар
2-3	3,53	2,65	0,004	0,007	0,365	2,60	3,889	5,248
4-5	81,38	61,03	1,51	3,776	0,20	0,485	83,925	65,995
6-7	58,69	44,02	1,181	2,140	0,365	2,60	60,225	48,791
9-11	50,18	37,64	0,448	0,989	0,54	3,840	51,192	42,525
12-13	45,06	33,79	0,141	0,444	0,39	0,904	45,522	35,118
15-16	57,39	43,04	0,723	1,809	0,20	0,485	58,324	45,402
17-18	17,94	13,45	0,017	0,049	1,080	12,00	19,019	25,493
20-21	33	24,75	0,106	0,277	1,05	9,20	34,164	34,249
22-23	84,48	63,36	1,303	2,879	0,54	3,84	86,378	70,187
24-25	49,52	37,14	0,239	0,624	1,05	9,20	50,706	46,919
26-27	90,41	67,81	0,813	2,124	1,05	9,20	92,308	79,242

Таблица 3 – Поток электропотребления на трансформаторах сети

Участок	$W_{P_j}^{\text{кон}}$, МВт	$W_{Q_j}^{\text{кон}}$, Мвар	$\Delta W_{P_j}^{\text{xx}}$, МВт·ч	$\Delta W_{Q_j}^{\text{xx}}$, Мвар·ч	$\Delta W_{P_j}^{\text{нагр}}$, МВт·ч	$\Delta W_{Q_j}^{\text{нагр}}$, Мвар·ч	$W_{P_j}^{\text{нач}}$, МВт	$W_{Q_j}^{\text{нач}}$, Мвар
2-3	21,824	16,368	3,197	22,78	0,022	0,036	25,043	39,184
4-5	509,476	382,107	1,752	4,249	7,445	19,367	518,973	405,723
6-7	363,568	272,676	3,197	22,78	5,828	11,04	372,854	306,490
9-11	311,091	233,318	4,73	33,64	2,22	5,254	318,20	272,212
12-13	278,871	209,153	3,416	7,92	0,704	2,392	283,051	219,465
15-16	355,682	266,761	1,752	4,249	3,576	9,441	361,208	280,448
17-18	111,104	83,328	9,46	105,1	0,84	0,286	120,657	188,714
20-21	204,60	153,45	9,2	80,59	0,526	1,493	214,369	235,533
22-23	523,776	392,832	4,73	33,64	6,43	14,897	535,247	441,369
24-25	306,28	229,71	9,2	80,59	1,186	3,344	316,757	313,644
26-27	560,480	420,36	9,2	80,59	4,024	11,194	573,962	512,144

Примечание: расчет заданного реального режима производится по примеру расчета, который приведен в статье Фурсанов М.И., Гапанюк С.Г. «Алгоритм и программа для расчета и анализа режимов и потерь электроэнергии в распределительных сетях 6-20 кВ» [3].

Проанализировав загрузку каждого трансформатора можно сделать вывод, что часть трансформаторов недогружена (условно примем: недогруженными трансформаторами являются те трансформаторы, у которых коэффициент загрузки меньше 40 % или 0,4 о.е.). Такими являются участки: 2-3 (ТМ-100), 12-13 (S11-250), 17-18 (ТМ-400), 20-21 (ТМ-250), 24-25 (ТМ-250). Хотелось бы отметить следующее: целью проведения данного мероприятия является снижение потерь. Как видно, при недогруженном трансформаторе потери холостого хода во много раз больше, чем нагрузочные потери, соответственно, можно сделать вывод, что заменять выбранные трансформаторы необходимо на трансформаторы меньшей мощности. Однако на участке 12-13, где установлен трансформатор S11-250 потери холостого хода, ненамного отличаются от нагрузочных в отличие от других трансформаторов. Поэтому как таковой необходимости замены данного трансформатора нет.

Приступим непосредственно к замене выбранных трансформаторов, как уже известно, на трансформаторы меньшей номинальной мощности.

Задача поиска искомого локального оптимума сводится к отысканию мощности трансформатора, которая дает наибольший экономический эффект. При поиске глобального оптимума в [4] был принят критерий минимума стоимости передачи электроэнергии C_n :

$$C = \frac{Z}{W} \Rightarrow \min \quad (3)$$

где Z – затраты на передачу электроэнергии; W – величина передаваемой электроэнергии.

Для оценки эффективности проведения оптимизационных мероприятий по замене трансформаторов в условиях эксплуатации сетей более целесообразным представляется использование относительных критериев оптимальности из теории чувствительности [1].

Известно [1], что для оценки чувствительности результирующего показателя Y к изменению того или иного влияющего фактора X_j используются частные производные δY и δX_j [1]:

$$s_j = \frac{\delta Y}{\delta X_j} \quad (4)$$

где s_j – показатель чувствительности (показывает степень реакции Y на изменение исходных данных).

Применительно к оценке эффективности использования капитальных затрат на замену трансформатора в качестве δY можно принять величины изменения приведенных эксплуатационных затрат ΔZ_{ij} , а в качестве влияющего фактора δX_j на замену j -ого трансформатора на i -ый K_{ij} [2]. Тогда формула (4) примет вид [5]:

$$s_j = \frac{\Delta Z_{ij}}{K_{ij}} \quad (5)$$

В качестве минимизируемой целевой функции оставляем только приведенные затраты на трансформацию электроэнергии [5]:

$$Z_T = f(\bar{X}) = f(S_{ном1} \dots S_{номj}) \quad (6)$$

где j – количество трансформаторов.

Тогда (5) с учетом (6) примет вид:

$$s_j \approx \frac{Z_T - Z_i}{S_{номj} - S_{номi}} \cdot \frac{S_{номj}}{Z_T} \quad (7)$$

где Z_T – суммарные затраты по сети до проведения мероприятия, руб.; Z_i – суммарные затраты по сети после проведения мероприятия, руб.; $S_{номj}$ – номинальная мощность нового трансформатора, кВ·А; $S_{номi}$ – номинальная мощность исходного трансформатора, кВ·А.

В исходном режиме для j трансформаторов сети Z_T равны:

$$Z_T = Z_K + Z_X + Z_H, \text{ руб.} \quad (8)$$

где Z_K – капитальные затраты на техобслуживание и амортизацию; Z_X – затраты на потери электроэнергии холостого хода; Z_H – затраты на нагрузочные потери электроэнергии в сети.

$$\begin{aligned} Z_K &= p_T \sum_1^j K_{S_j} = (E_H + p_a + p_{то}) \sum_1^j (K_{0i} + K_{смi} + K_{дmi} - K_{ли}), \text{ руб.}, \\ Z_X &= \sum_1^j \Delta W_j^{xx} \beta_j^{xx}, \text{ руб.}, \\ Z_H &= \sum_1^j \Delta P_j^{кз} \left(\frac{S_{нбj}}{S_{номi}} \right)^2 \tau \beta_j^{\text{нагр}}, \text{ руб.} \end{aligned} \quad (9)$$

где $E_H = 0,12$ – нормативный коэффициент эффективности капитальных затрат; p_a – норма ежегодных отчислений на амортизацию; $p_{то}$ – норма ежегодных отчислений на техобслуживание; K_{0i} – стоимость нового оборудования, руб.; $K_{смi}$ – стоимость строительно-монтажных работ, руб.; $K_{дmi}$ – стоимость демонтажа оборудования, руб.; $K_{ли}$ – ликвидная стоимость демонтируемого оборудования, руб.

Апробируем данный расчет на выбранных трансформаторах. Результаты расчета затрат в исходном режиме приведем в таблице 4.

Таблица 4 - Результаты расчёта затрат в исходном режиме

Участок сети	$S_{ном}$, кВ·А	K_{S_j} , руб	Z_K , руб	Z_X , руб	Z_H , руб	Z_T , руб
2-3	100	570	59,28	56,76	1,34	146,42
4-5	100	655,6	68,182	29,78	83,7	181,662
6-7	100	570	59,28	56,76	16,35	132,39
9-11	160	910	94,85	90,82	7,47	193,14
12-13	250	1110	115,44	58,08	18,46	191,88
15-16	100	655,6	68,182	29,78	41,602	139,56
17-18	400	1410	146,64	165,56	2,248	314,448
20-21	250	1000	104	129,3	1,53	234,83
22-23	160	910	94,85	90,82	21,17	206,84
24-25	250	1000	104	129,3	3,46	236,75
26-27	250	1000	104	129,3	11,48	244,78
					Итого (Z_T)	2222,7

Далее проведём серию расчётов затрат с учётом мероприятий по замене исходных трансформаторов на новые. На каждом шаге меняем каждый последующий трансформатор на трансформатор меньшей номинальной мощности.

Рассчитаем величину K_{Sj} при замене трансформатора на участке

(2-3) ТМ-100 на ТМ-63:

$$K_{S_{2-3}} = K_{0i} + K_{смi} + K_{дми} - K_{ли} + 410 + 155 + 64 - 285 = 344 \text{ руб.}$$

Тогда приведенные затраты при замене трансформатора на участке 2-3:

Приведенные затраты при замене трансформатора на участке 2-3 по формулам (8)-(9):

$$Z_T = Z_K + Z_X + Z_H = 35,766 + 41 + 1,014 = 77,78, \text{ руб.}$$

$$Z_K = p_T \sum_1^j K_{S_{2-3}} = 0,104 \cdot 344 = 35,776, \text{ руб.},$$

$$Z_X = \sum_1^j \Delta W_j^{xx} \beta_j^{xx} = 0,26 \cdot 8760 \cdot 0,018 = 41, \text{ руб.},$$

$$Z_H = \sum_1^j \Delta P_j^{кз} \left(\frac{S_{нбj}}{S_{номi}} \right)^2 \beta_j^{нагр} = 1,28 \cdot \left(\frac{100 \cdot 0,044}{63} \right)^2 \cdot 3727 \cdot 0,031 = 1,014, \text{ руб.}$$

Коэффициент эластичности для участка 2-3:

$$s_j \approx \frac{Z_T - Z_i}{S_{номj} - S_{номi}} \cdot \frac{S_{номj}}{Z_T} = \frac{2222,7 - 2154,06}{100 - 63} \cdot \frac{100}{2154,06} = 0,0861.$$

Результаты расчётов представим в таблице 5. Так как расчет имеет весьма большие объемы, поэтому в таблице 5 приведены лишь некоторые итерации.

Таблица 5 - Некоторые итерации замены трансформаторов

№	Z_T , руб	Номинальные мощности трансформаторов на участках сети, кВА			
		2-3	17-18	20-21	24-25
1	2222,7	100	400	250	250
2	2154,06	63	400	250	250
3	2009,213	63	250	250	250
4	1867,805	63	250	100	100
5	1587,438	63	100	63	63
6	1526,351	63	40	63	63
7	1541,89	40	25	63	63

Из таблицы видно, что на седьмой итерации затраты возросли, следовательно, наилучшим вариантом замены трансформаторов будет вариант, который приведен в шестой итерации.

Выводы:

1. Разработана методика поэтапной оптимизации замены трансформаторов распределительных электрических сетей 6-10 кВ на основе теории чувствительности.
2. Были снижены суммарные потери электроэнергии в распределительной сети: до замены трансформаторов (в исходном режиме) $\Delta W = 108,21$ тыс. кВт·ч, что составляет 2,96 % от электропотребления на головном участке (0,29 % - потери в линиях; 1,80 % - потери холостого хода трансформаторов; 0,88 % - нагрузочные потери трансформаторов); в режиме после замены трансформаторов: $\Delta W = 87,44$ тыс. кВт·ч, что составляет 2,46 % от электропотребления на головном участке (0,26 % - потери в линиях; 1,09 % - потери холостого хода трансформаторов; 1,10 % - нагрузочные потери трансформаторов).

Литература

1. Федин, В.Т. Основы проектирования энергосистем: учебное пособие для студентов энергетических специальностей: в 2 ч. / В.Т. Федин, М.И. Фурсанов. – Минск: БНТУ, 2010. – Ч. 1. – 322 с.

2. Фурсанов, М.И. Влияние параметров нагрузки на эффективность замены трансформаторов распределительных сетей / М.И. Фурсанов, Н.С. Петрашевич // Наука – образованию, производству, экономике: материалы 11-й Международной научно-технической конференции. Т.1. – Минск: БНТУ, 2013. – С. 13.
3. Фурсанов, М.И. Алгоритм и программа для расчета и анализа режимов и потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 6-20 кВ / М.И. Фурсанов, С.Г. Гапанюк // Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ – Энергетика: международный научно-технический журнал. – 2013. - №2. – С. 11-20.