

9. Накопители энергии в электрических системах: учеб. пособие для электроэнерг. спец. вузов / Ю. Н. Астахов, В. А. Веников, А. Г. Тер-Газарян. – М.: Высш. шк., 1989.

10. Оценка экономической эффективности использования аккумулирующих систем в электроэнергетике / В. А. Волконский [и др.] // Проблемы прогнозирования. Отрасли и межотраслевые комплексы. – Изд-во Института народнохозяйственного прогнозирования РАН. – 2010. – № 2б.

Представлена кафедрой
электрических систем

Поступила 22.04.2013

*К 50-летию кафедры
«Электрические системы»*

УДК 621.311

ВЛИЯНИЕ ПАРАМЕТРОВ НАГРУЗКИ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЗАМЕНЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Асп. ПЕТРАШЕВИЧ Н. С.

Белорусский национальный технический университет

Оптимальная или близкая к ней загрузка трансформаторов распределительных электрических сетей 6–10 кВ может быть обеспечена двумя основными путями [1]. Первый состоит в расчете и подключении к эксплуатируемым трансформаторам оптимальной нагрузки [1], второй – в замене установленных в сети трансформаторов на оптимальные номинальные мощности [2]. В ходе исследований, проведенных автором на примере схемы распределительной линии 10 кВ [1, 2], были определены условия глобального оптимума эффективности эксплуатации трансформаторов. Эти условия характеризуют случай идеальной оптимизации. На практике случаи идеальной оптимизации встречаются редко, так как в процессе эксплуатации реальных электрических сетей приходится учитывать различные ограничения – как технические, так и экономические. Например, для изменения загрузки установленных трансформаторов необходимо изменять состав и величину нагрузки, а это не всегда возможно и более эффективно при планировании развития сети. Поэтому наиболее практичным в эксплуатации будет замена трансформаторов. Однако одновременная оперативная замена большого числа трансформаторов в разветвленных распределительных сетях (рис. 1) представляет собой трудную, а порой и невыполнимую задачу. В таком случае оптимизацию электрической сети целесообразно проводить последовательно, трансформатор за трансформатором. На каждом таком шаге состояние сети можно определять как некий локальный оптимум.

Задача поиска искомого локального оптимума сводится к отысканию мощности трансформатора, которая дает наибольший экономический эффект, и соответственно места установки данного трансформатора. При поиске глобального оптимума в [1] был принят критерий минимума стоимости передачи электроэнергии C_n :

$$C_n = \frac{Z}{W} \rightarrow \min, \quad (1)$$

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

Принятый критерий оптимизации не в полной мере соответствует практической стороне вопроса, так как только определяет состояние сети при оптимуме, но не учитывает дополнительных затрат на осуществление оптимизации. В то же время очевидно, что в случае значительных дополнительных затрат на замену трансформаторов эти расходы могут превысить ожидаемый экономический эффект, и оптимизация будет неактуальной, даже если существует некое оптимальное состояние сети, соответствующее критерию (1).

Для оценки эффективности проведения оптимизационных мероприятий по замене трансформаторов в условиях эксплуатации сетей более целесообразным представляется использование относительных критериев оптимальности из теории чувствительности [3].

Известно [3], что для оценки чувствительности результирующего показателя Y к изменению того или иного влияющего фактора X_j используют частные производные δY и δX_j :

$$S_j = \frac{\delta Y}{\delta X_j}, \quad (2)$$

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 величину изменения приведенных эксплуатационных затрат ΔZ_{ij} , а в качестве влияющего фактора δX_j – значение капитальных затрат на замену j -го трансформатора на i -й K_{ij} . В этом случае формула (2) примет вид:

$$S_{ij} = \frac{\Delta Z_{ij}}{K_{ij}}. \quad (3)$$

В экономике энергетики [4] отношение $\Delta Z_{ij}/K_{ij}$ называется «индексом доходности» (ИД). Очевидно, что ИД выполняет роль коэффициента чувствительности. Таким образом, ИД_{ij} при замене j -го трансформатора на i -й определится по формуле

$$\text{ИД}_{ij} = \frac{\Delta Z_{ij}}{K_{ij}}. \quad (4)$$

Величина затрат Z за расчетный период T_p эксплуатации электрической сети, приведенная к нулевому году расчета, определяется по выражению [4, с. 129]

$$Z = \sum_{t=0}^{T_p} (K_t + I_t)(1 + E)^{-t}, \quad (5)$$

где t – годы расчета, $t = \overline{1, T_p}$; K_t – величина капитальных затрат в год t , у. е.; I_t – величина эксплуатационных издержек в год t , у. е.; E – норма дисконтирования затрат.

Капитальные затраты K_{ij} на замену j -го трансформатора на i -й могут быть определены по формуле [2, с. 105]

$$K_{ij} = C_i + K_{mi} + K_{dj} - K_{ликj}, \quad (6)$$

где C_i – стоимость приобретения нового i -го трансформатора, у. е.; K_{mi} – стоимость монтажа i -го трансформатора на подстанции, у. е.; K_{dj} – стоимость демонтажа j -го трансформатора, у. е.; $K_{ликj}$ – ликвидная стоимость j -го трансформатора, у. е.

Годовые издержки I_t на эксплуатацию сети в год t упрощенно можно определить по формуле [3, с. 108]

$$I_t = \Delta W_{xt} \beta_x + \Delta W_{нл} \beta_n + \Delta W_{тн} \beta_n + (p_t K_t + p_l K_l), \quad (7)$$

где $\Delta W_{нл}$ – суммарные нагрузочные потери электроэнергии в линиях, кВт·ч; β_n – стоимость 1 кВт·ч нагрузочных потерь электроэнергии, у. е./кВт·ч; p_t – суммарный коэффициент отчислений от стоимости трансформаторов K_t , о. е.; p_l – то же линий K_l , о. е.; ΔW_{xt} – потери электроэнергии холостого хода в трансформаторах, кВт·ч; β_x – стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии холостого хода, у. е./кВт·ч; $\Delta W_{тн}$ – нагрузочные потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч.

Так как при оптимизации представляет интерес не сама величина приведенных затрат на эксплуатацию сети, а только ее изменение, то из формулы (7) можно исключить параметры, которые при замене трансформаторов изменяются незначительно. Кроме того, в целях упрощения стоимость нагрузочных потерь электроэнергии примем равной стоимости потерь холостого хода ($\beta_n = \beta_x$). В результате выражение годовых издержек I_t запишем в следующем виде:

$$I_t = (\Delta W_{xt} + \Delta W_{нл} + \Delta W_{тн}) \beta_n + p_t K_t. \quad (8)$$

Для существующей электрической сети, в которой первоначально оптимизационные мероприятия, связанные с капитальными затратами, не проводятся, формула (5) примет более простой вид

$$Z_0 = \sum_{t=0}^{T_p} I_{t0} (1 + E)^{-t}. \quad (9)$$

Для сети, в которой были осуществлены оптимизационные мероприятия по замене j -го трансформатора на i -й, формула (5) запишется в виде

$$Z_{ij} = C_i + K_{mi} + K_{mj} - K_{ликj} + \sum_{t=0}^{T_p} I_t (1 + E)^{-t}. \quad (10)$$

Изменение эксплуатационных затрат ΔZ_{ij} составит

$$\Delta Z_{ij} = Z_0 - Z_{ij}. \quad (11)$$

После несложных преобразований формулы (11) получим

$$\Delta Z_{ij} = \sum_{t=0}^{T_p} (\Delta W_{ij} \beta_n + p_T (C_j - C_i))(1+E)^{-t} - C_i - K_{mi} - K_{dj} + K_{ликj}, \quad (12)$$

где ΔW_{ij} – изменение величины суммарных потерь в сети после замены j -го трансформатора на i -й,

$$\Delta W_{ij} = \Delta W_{хт} + \Delta W_{нл} + \Delta W_{нт}. \quad (13)$$

Величина ΔZ_{ij} является абсолютной и позволяет судить о целесообразности замены при $\Delta Z_{ij} > 0$. О направлении оптимизации, т. е. о том, какой именно трансформатор следует заменить, показывает индекс доходности.

С учетом (6) и (12) формулу (4) перепишем в виде:

$$ИД_{ij} = \frac{\sum_{t=0}^{T_p} (\Delta W_{ij} \beta_n + p_T (C_j - C_i))(1+E)^{-t} - C_i - K_{mi} - K_{dj} + K_{ликj}}{C_i + K_{mi} + K_{dj} - K_{ликj}}; \quad (14)$$

$$ИД_{ij} = \frac{\sum_{t=0}^{T_p} (\Delta W_{ij} \beta_n + p_T (C_j - C_i))(1+E)^{-t}}{C_i + K_{mi} + K_{dj} - K_{ликj}} - 1. \quad (15)$$

Индекс доходности $ИД_{ij}$ вполне удовлетворяет требованиям как показатель эффективности. Очевидно, что наиболее эффективным мероприятием по оптимизации сети при замене трансформаторов будет то, при котором величина $ИД_{ij}$ будет наибольшей. Следовательно, на первом шаге оптимизации следует заменить трансформатор, у которого ИД наибольший. После замены режим сети для первого шага считается оптимальным. Затем расчеты значения ИД необходимо повторить, провести второй шаг оптимизации и т. д.

Следует заметить, что оптимизация по шагам эффективна, пока $\Delta Z_{ij} > 0$. Кроме того, можно задаться некоторой нормативной величиной $ИД_n$ и считать, что шаг оптимизации успешен, если $ИД_{ij} \geq ИД_n$.

Разработанная математическая модель была апробирована при оптимизации сети распределительной линии 10 кВ (рис. 1), входящей в состав Толочинского РЭС. Параметры исходного режима сети представлены в табл. 1.

При практическом применении предложенной математической модели приняты следующие допущения:

- трансформаторы заменяются в течение года;
- параметры трансформаторов в процессе эксплуатации не изменяются;
- все каталожные параметры трансформаторов (существующих и новых) соответствуют паспортным данным;
- нагрузки трансформаторов не изменяются в течение всего периода расчета.

Таблица 1

Параметры исходного режима сети схемы рис. 1

Шифр подстанции	Установленный трансформатор	Коэффициент загрузки трансформатора	Коэффициент мощности нагрузки	Время использования наибольшей нагрузки, ч
2-25	ТМ-25	1,20	0,81	2550
3-26	ТМ-63	1,10	0,82	2560
4-10	ТМ-63	1,00	0,79	2450
7-28	ТМ-63	0,80	0,77	2440
9-29	ТМ-25	1,20	0,78	2410
11-30	ТМ-63	0,90	0,83	2590
13-32	ТМ-160	1,30	0,85	2580
15-34	ТМ-25	1,00	0,75	2420
16-33	ТМ-63	0,90	0,80	2570
17-31	ТМ-250	1,30	0,81	2430
19-35	ТМ-100	0,85	0,80	2510
21-36	ТМ-160	0,90	0,80	2490
22-37	ТМ-100	1,20	0,81	2500
23-38	ТМ-250	1,10	0,80	2550
24-39	ТМ-160	1,15	0,80	2500

После проведения численных расчетов и оптимизации электрической сети выявлено, что замена трансформаторов на подстанциях исследуемой схемы должна осуществляться в последовательности, приведенной в табл. 2.

Таблица 2

Последовательность замены трансформаторов в сети схемы рис. 1 на основе теории чувствительности

Шаг оптимизации	Шифр подстанции	Установленный трансформатор	Рекомендуемый трансформатор	ИД при замене
1-й	17-31	ТМ-250	ТМ-400	0,379
2-й	13-32	ТМ-160	ТМ-400	0,326
3-й	22-37	ТМ-100	ТМ-160	0,211
4-й	24-39	ТМ-160	ТМ-400	0,052
5-й	23-38	ТМ-250	ТМ-400	0,034

Приведенная в табл. 2 последовательность может быть использована при внедрении мероприятий по модернизации исследуемой распределительной сети. Техничко-экономические показатели сети при проведении оптимизации сети путем замены трансформаторов представлены в табл. 3.

Как следует из данных табл. 3, наиболее эффективен 1-й шаг оптимизации, так как имеет место наибольшее снижение $C_{\Pi} = 0,0140 - 0,0137 = 0,0003$ у. е./($\text{kBt} \cdot \text{ч}$). На практике может складываться ситуация, когда средств на проведение полной оптимизации сети недостаточно. В таком случае можно ограничиваться только несколькими наиболее эффективными или даже одним шагом оптимизации.

Кроме разработки мероприятий по модернизации сети, индексы доходности позволяют характеризовать текущее состояние трансформаторной подстанции. Это означает, что если $\text{ИД} < 0$, то рассматриваемое мероприятие по замене не будет иметь экономического смысла. Проведем исследование факторов, влияющих на величину индекса доходности при замене

трансформаторов. Для этого рассмотрим один из трансформаторов схемы рис. 1, например ТМ-100, установленный на ПС 22-37, и проведем комплексное исследование зависимости ИД в процессе замены трансформатора от различных параметров нагрузки. Исследуем вначале зависимость ИД при замене трансформатора ТМ-100 на трансформаторы ТМ-40, ТМ-63, ТМ-160, ТМ-250 или ТМ-400 в функции коэффициента загрузки исходного трансформатора (рис. 2), при этом примем коэффициент загрузки $k_3 = \text{const}$ в течение T_p .

Таблица 3

Технико-экономические показатели оптимизации сети при замене трансформаторов

Технико-экономический показатель	Исходный режим сети	Показатель после шага оптимизации					Изменение показателя относительно исходного режима
		1	2	3	4	5	
Потери электроэнергии, кВт·ч	348547	342963	336850	334035	329076	324035	24512
Относительные потери электроэнергии, %	9,1	8,9	8,8	8,7	8,6	8,5	0,6
Ежегодные издержки, у. е.	48028	47380	46672	46385	45823	45337	2691
Капитальные затраты на замену трансформатора, у. е.	–	2653	3018	1342	3018	2653	12684
Стоимость передачи электроэнергии, у. е./(кВт·ч)	0,0140	0,0137	0,0136	0,0135	0,0133	0,0132	0,0008

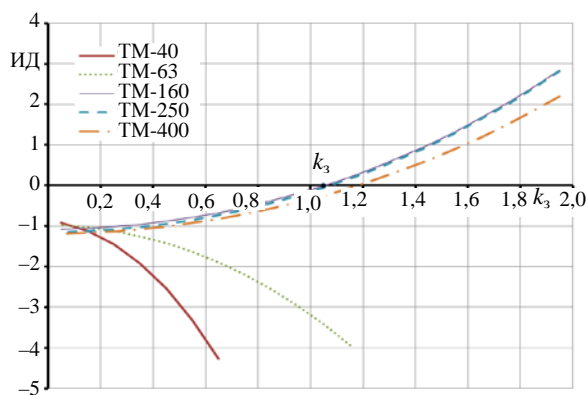


Рис. 2. Зависимость индекса доходности ИД от коэффициента загрузки k_3 трансформатора ТМ-100 при его замене

Из рис. 2 видно, что графики ИД при замене ТМ-100 на ТМ-160, ТМ-250 или ТМ-400 имеют восходящий характер. Исходя из того, что график зависимости ИД от коэффициента загрузки k_3 при замене трансформатора ТМ-100 на ТМ-160 лежит выше всех других графиков (при $k_3 > 0,3$), можно говорить, что именно замена на трансформатор ТМ-160 даст наибольший экономический эффект при $k_3 > 0,3$. Из графиков можно определить граничное значение коэффициента загрузки трансформатора k_{3r} (при ИД = 0), при превышении которого замена исследуемого трансформатора целесообразна. Для ТМ-100, установленного на ПС 22-37, $k_3 \approx 1,1$. Гранич-

ные значения k_3 можно использовать в качестве характеристики состояния исследуемого трансформатора. Левее k_3 лежит область, где замена трансформатора экономического смысла не имеет. Очевидно, что зависимость $ИД(k_3)$ будет иметь сходный характер и для других трансформаторов сети. Такие зависимости позволяют прогнозировать замену трансформаторов сети в случае изменения нагрузок.

Кроме рис. 2, представляет интерес исследование зависимостей, построенных на основе других критериев оптимальности, например $\Delta Z = f(k_3)$ (рис. 3).

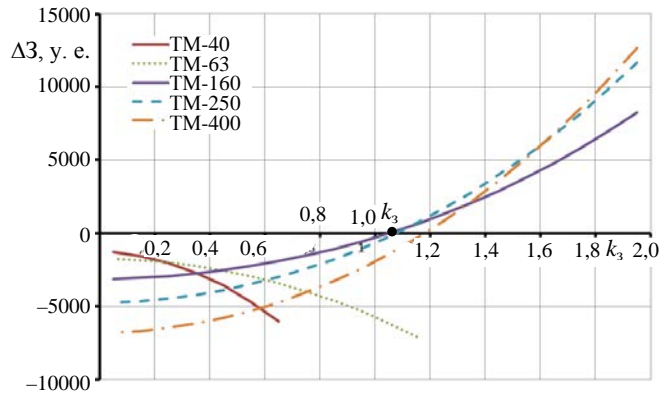


Рис. 3. Зависимость изменения эксплуатационных затрат ΔZ от коэффициента загрузки k_3 трансформатора TM-100 при замене на новые

Интересно отметить тот факт, что по критерию индекса доходности (рис. 2) замена в любом случае производится на трансформатор одной номинальной мощности (TM-160), в то время как по критерию максимального снижения эксплуатационных затрат мощность рекомендуемого трансформатора зависит от коэффициента загрузки первоначально установленного трансформатора и может быть различной. Так, при $k_3 = (1,10-1,18)$ наибольшее снижение затрат будет при замене TM-100 на TM-160, при $k_3 = (1,18-1,70)$ – TM-100 на TM-250, а при $k_3 > 1,70$ наилучшей будет замена трансформатора TM-100 на TM-400.

Для получения полного представления о влияющих на оптимизацию факторах исследуем дополнительно влияние времени использования наибольшей нагрузки на эффективность замены трансформатора TM-100 на TM-160 (рис. 4).

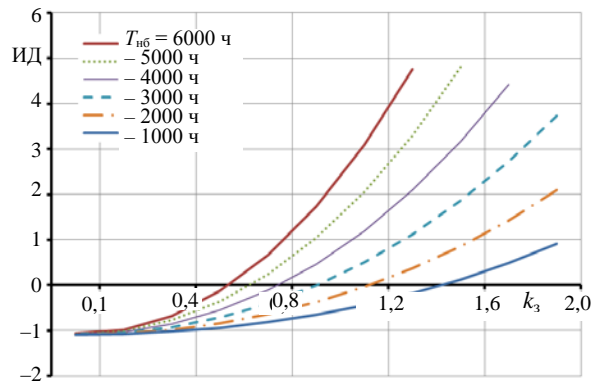


Рис. 4. Зависимость ИД от k_3 трансформатора TM-100 при различном времени использования наибольшей нагрузки при замене на TM-160

Из анализа зависимости ИД = $f(k_3)$ рис. 4 видно, что величина ИД возрастает с увеличением времени использования наибольшей нагрузки от 1000 до 6000 ч. С повышением времени граничное значение k_3 уменьшается от 1,5 до 0,6.

Зависимости, аналогичные представленным на рис. 4, могут быть построены для любого трансформатора сети. Они позволяют, используя такие параметры нагрузки трансформатора, как коэффициент загрузки и время использования наибольших потерь, определить текущее состояние трансформатора, с точки зрения целесообразности его замены, и прогнозировать эффективность. При этом величина изменения индекса доходности ($ИД_{\max} = 0,22$; $ИД_{\min} = 0,17$) в зависимости от коэффициента мощности нагрузки $\cos\varphi$ (рис. 5) невелика $(0,22 - 0,17)/0,22 = 0,23$ и ею при предварительных расчетах можно пренебречь.

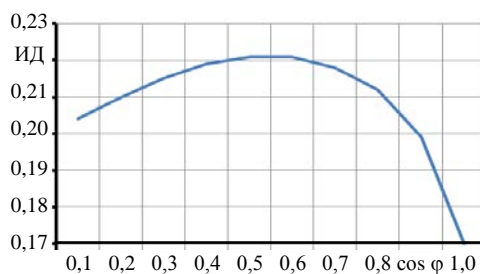


Рис. 5. Зависимость ИД от $\cos\varphi$ трансформатора ТМ-100 при замене на ТМ-160

ВЫВОДЫ

1. Разработана методика поэтапной оптимизации замены трансформаторов распределительных электрических сетей 6–10 кВ на основе теории чувствительности.
2. Выполнена оценка влияния параметров нагрузки на эффективность замены трансформаторов и показано, что наиболее эффективен первый шаг оптимизации, который особенно важен в условиях ограниченности финансовых средств.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ф у р с а н о в, М. И. Определение оптимальных коэффициентов загрузки трансформаторов распределительных сетей в условиях эксплуатации / М. И. Фурсанов, Н. С. Петрашевич // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2012. – № 4. – С. 9–17.
2. Ф у р с а н о в, М. И. Оптимизация распределительной электрической сети за счет замены трансформатора / М. И. Фурсанов, Н. С. Петрашевич // Энергосбережение – важнейшее условие инновационного развития АПК: материалы Междунар. науч.-техн. конф. – Минск: БГАТУ, 2011. – С. 50–53.
3. Ф е д и н В. Т. Основы проектирования энергосистем: учеб. пособие для студ. энерг. специальностей: в 2 ч. / В. Т. Федин, М. И. Фурсанов. – Минск: БНТУ, 2010.
4. П а д л а к о, Л. П. Математические методы оптимального планирования развития и эксплуатации энергосистем / Л. П. Падалко. – Минск: Вышэйш. шк., 1973. – 200 с.

Представлена кафедрой
электрических систем

Поступила 22.04.2013