

Николай Бренер, Светлана Гусева

Анализ мероприятий по модернизации трансформаторного оборудования

В статье дана методика оценки мероприятий по модернизации высоковольтных трансформаторов для повышения надежности функционирования энергосистемы. Модернизация позволяет продлить срок службы трансформаторов сверх нормативного и отодвинуть сроки замены оборудования. Этот путь требует значительно меньших начальных затрат и инвестиций и является временным решением в условиях существующего дефицита средств в энергетической отрасли. Выбор и экономическая оценка мероприятий по модернизации трансформаторов должна основываться на технико-экономических расчетах для рационального использования денежных ресурсов. Минимальные суммарные ежегодные дисконтированные затраты для пользователя силовых трансформаторов за весь срок службы являются основным экономическим критерием выбора мероприятий по модернизации высоковольтных трансформаторов.

Ключевые слова: модернизация, силовые трансформаторы, дисконтированные затраты

I. ВВЕДЕНИЕ

Латвийская энергосистема, как и многие энергокомпании развитых промышленных стран, испытывает технические и финансовые трудности, связанные с массовым старением оборудования. Особую тревогу вызывает трансформаторное оборудование. В настоящее время на 129 подстанциях Латвийской энергосистемы с напряжением 110-330 кВ работает 257 трансформаторов общей мощностью более 6900 МВА. 8% от общего количества трансформаторов имеют срок службы более 40 лет, 43% - срок службы 25-40 лет и только у 49% - менее 25 лет. Таким образом, более половины трансформаторов выработали установленный нормативный ресурс. Со строительством новых подстанций и вводом их в эксплуатацию общая картина состояния трансформаторной базы энергосистемы, в целом, несколько улучшается, но это не решает проблему продолжающегося старения трансформаторов на эксплуатируемых объектах.

Для повышения надежности функционирования энергосистемы возможны два пути. Первый путь – это замена устаревших трансформаторов на новое оборудование с улучшенными техническими характеристиками. Этот путь требует крупных инвестиций в энергетическую отрасль за относительно короткий промежуток времени и трудно реализуем в условиях существующего дефицита средств в этой отрасли. Второй путь – продление срока службы трансформаторного оборудования сверх нормативного после проведения ряда мероприятий по замене или модернизации отдельных узлов. Для реализации второго пути необходимы значительно меньшие начальные затраты, однако это решение только отодвигает и растягивает сроки замены оборудования.

II. ОБОБЩЕННАЯ МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОЦЕНКИ МЕРОПРИЯТИЯ

При выборе необходимого мероприятия по повышению надежности функционирования электрооборудования, необходимо учитывать как начальные, так и будущие затраты за весь срок службы оборудования. Часто суммарные эксплуатационные расходы за весь срок соизмеримы или даже превосходят первоначальные затраты на закупку и монтаж, либо модернизацию оборудования [1, 2]. Для оценки мероприятий, повышающих надежность функционирования трансформаторного оборудования, в Институте Энергетики Рижского Технического Университета разработана обобщенная математическая модель [2, 3]. Целевая функция создана на основе суммарных ежегодных

дисконтированных затрат NPV (Net Present Value) пользователя трансформатора за весь расчётный период (срок службы или жизненный цикл оборудования).

Целевая функция NPV_n для оценки мероприятия n , реализуемого пользователем трансформатора, имеет общий вид:

$$NPV_n = \sum_{t=0}^T C_{nT,t} \cdot \frac{1}{(1+i_d)^t} = C_{n0} + \sum_{t=1}^T C_{nT,t} \cdot d_t, \quad (1)$$

где $C_{nT,t}$ – реальные ежегодные затраты (доходы и расходы) пользователя трансформатора в году t при реализации мероприятия n ; C_{n0} – затраты на мероприятие n в начальный момент $t = 0$ расчётного периода T ; d_t – коэффициент дисконтирования затрат (коэффициент для приведения затрат разных лет к начальному моменту); i_d – дисконтная ставка (банковская ставка с учетом инфляции и риска).

Суммарные ежегодные затраты пользователя трансформатора $C_{nT,t}$ t -го года при реализации мероприятия n в выражении (1) включают несколько составных частей:

$$C_{nT,t} = C_{nK,t} + C_{nE,t} + C_{nR} = C_{nK,t} + C_{nEc,t} + C_{nEv,t} + C_{nR}, \quad (2)$$

при этом:

$$C_{nK,t} = \frac{i}{100} \cdot K_{nT\Sigma,t};$$

$$C_{nEc,t} = \frac{P_{na} + k_t \cdot P_{nr}}{100} \cdot K_{nT\Sigma,t};$$

$$C_{nEv,t} = k_t \cdot [(\Delta P_{nnl} \cdot T_t + \beta \frac{2}{T} \cdot \Delta P_{nsc} \cdot t) \cdot \beta^{t-1} + (\Delta P_{nnl} + \beta \frac{2}{T} \cdot \Delta P_{nsc}) \cdot \beta^{t-1}];$$

$$C_{nR} = c_{nR} \cdot A_n = I_n \cdot A_{n,max},$$

где $C_{nK,t}$ – капитальные затраты (отчисления по кредитным вложениям в мероприятие $K_{nT\Sigma,t}$ с учетом рыночной процентной ставки i); $C_{nE,t}$ – суммарные эксплуатационные расходы; $C_{nEc,t}$ – постоянные эксплуатационные расходы на амортизационные отчисления, текущие ремонты и обслуживание оборудования с учётом соответствующих процентных отчислений $P_{na} > P_{nr}$; $C_{nEv,t}$ – переменные эксплуатационные расходы для компенсации потерь электроэнергии в трансформаторе; ΔP_{nnl} , ΔP_{nsc} – потери холостого хода и короткого замыкания трансформатора; T_t –

время работы трансформатора в году; β_T – планируемый (ожидаемый) коэффициент загрузки трансформатора; τ – время максимальных потерь; β' – цена 1 кВт·ч потерь электроэнергии; β'' – цена 1 кВт мощности в максимум нагрузки энергосистемы; C_{nR} – ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям; C_{nR} – удельная стоимость недоотпущенной потребителям электроэнергии; A_n – количество электроэнергии, недоотпущенной потребителям в год; χ_n – вероятная длительность аварийного отключения трансформатора в году; $A_{n,max}$ – максимальное количество электроэнергии, передаваемой в год через трансформатор.

Следует отметить, что эксплуатационные расходы на поддержание работоспособности трансформатора p_{nr} и потери мощности $\Delta P_{npl}, \Delta P_{nsc}$ увеличиваются по мере старения оборудования. Это увеличение учитывается введением коэффициента k_t . Он задан линейной функцией от срока службы $k_t = 1 + bt'$, где параметр b приближенно принят в интервале $b = 0.05 - 0.15$ [4].

Максимум суммарных ежегодных дисконтированных затрат ($max NPV_n$) за расчетный период при учёте доходов от реализации продукции (продажи или транспортировки электроэнергии) является критерием выбора оптимального варианта мероприятия.

Минимум суммарных ежегодных дисконтированных затрат ($min NPV_n$) за расчетный период является критерием выбора оптимального варианта мероприятия при исключении одинаковых для всех вариантов доходов от реализации продукции. При этом затраты могут условно отображаться в положительной плоскости.

С учетом составных частей целевая функция (1) оценки мероприятия n по критерию минимума суммарных ежегодных дисконтированных затрат имеет вид:

$$NPV_n = C_{n0} + \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{j=1}^m \left[\frac{i}{100} K_{nTj,ij} + \frac{1}{100} (p_a + k_t p_{nr}) \cdot K_{nTj,ij} \right] + C_{nR} + \left[k_t (\Delta P_{npl} \cdot T_t + \beta'^2 \Delta P_{nsc} \cdot \tau) \cdot \beta' + (\Delta P_{npl} + \beta'^2 \Delta P_{nsc}) \cdot \beta'' \right] \right\} \cdot \frac{1}{(1+i_d)^t}, \quad (3)$$

где j – номер очередной инвестиции в год t расчетного периода T для реализации мероприятия n , при этом $j = 1, \dots, m$.

Дальнейшее изменение суммарных капиталовложений по годам расчетного периода может быть связано с дополнительными инвестициями для проведения диагностических работ, капитального ремонта, модернизации оборудования и другими работами.

Перечень возможных технических мероприятий по повышению надежности функционирования трансформаторного оборудования приведен на рис. 1.

Детализация отдельных составляющих целевой функции по годам расчетного периода ведет к конкретизации и индивидуализации обобщенной математической модели и созданию частных математических моделей для оценки различных технических мероприятий [3-6]. Переход к частной математической модели от обобщенной модели осуществляется конкретизацией начальных условий, технических и экономических показателей мероприятия.

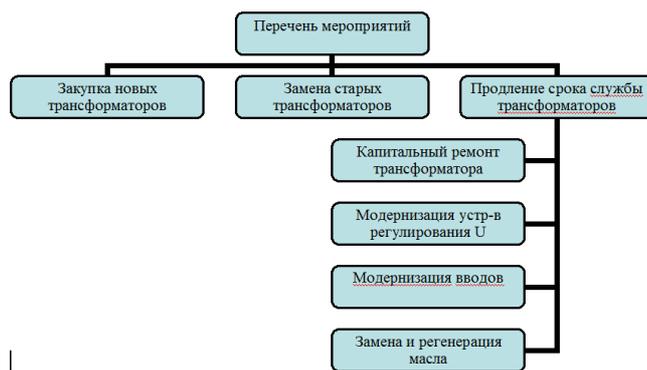


Рис. 1. Мероприятия по повышению надежности функционирования трансформаторов

III. ЧАСТНЫЕ МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ МЕРОПРИЯТИЙ

В Институте Энергетики Рижского Технического Университета продолжается работа по созданию частных математических моделей для оценки отдельных технических мероприятий на базе обобщенной математической модели.

Таковыми мероприятиями и целевыми функциями (NPV_n) для их оценки являются:

- оценка конкурсных предложений ряда постановщиков оборудования при закупке новых трансформаторов (NPV_1);
- замена эксплуатируемых трансформаторов, которые выработали установленный нормативный ресурс, на более современные (NPV_2);
- продление срока службы трансформаторов после проведения капитального ремонта (NPV_3);
- продление срока службы трансформатора после модернизации или замены высоковольтных вводов (NPV_4);
- продление срока службы трансформаторов после модернизации или замены устройств регулирования напряжения под нагрузкой (NPV_5).

Для указанных выше мероприятий по частным математическим моделям проведены оценочные расчеты. Предложенная методика проходит апробацию в Латвийской энергетической компании (Латвэнерго).

IV. ЦЕЛЕВАЯ ФУНКЦИЯ ОЦЕНКИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО КАПИТАЛЬНОМУ РЕМОНТУ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Одновременная замена большого количества трансформаторов, которые выработали нормативный ресурс, требует значительных инвестиций. Дефицит крупных инвестиций в энергетическую отрасль ведет к изменению целей и задач энергетических предприятий, являющихся пользователями трансформаторов [7]. В этих условиях актуальной становится проблема продления фактического срока службы трансформаторов сверх нормативного. Фактический ресурс трансформаторного оборудования зависит от условий эксплуатации, характера нагрузок и особенно перегрузок, состояния изоляции, уровня обслуживания, качества производимых ремонтов и т.д. Опыт энергетических предприятий показывает возможность продления срока жизни трансформаторов сверх нормативного (до 30-40 и даже более лет). Такое решение должно приниматься отдельно для каждого конкретного случая на основе тщательного диагностического обследования оборудования, оценки старения изоляции, выявления и устранения дефектов, капитального ремонта или модернизации отдельных узлов.

Капитальный ремонт трансформаторов позволяет наиболее полно и качественно устранить выявленные дефекты [8]. При капитальном ремонте возможно восстановление или даже замена изоляции обмоток. Стоимость капитального ремонта зависит от объема производимых работ и находится в пределах 40-70% от стоимости нового трансформатора. Объем работ, производимых при капитальном ремонте, устанавливается заказчиком после детального обследования трансформатора и корректируется после осмотра внутренних узлов. Большое влияние на начальные затраты оказывают работы, проводимые с магнетической системой и обмотками (ремонт или замена). Следует также отметить, что капитальный ремонт, как и другие мероприятия по модернизации оборудования, могут быть произведены без привлечения банковских кредитов, т.е. из собственных накоплений предприятия. Этот фактор учитывается величиной процентной ставки i . При привлечении собственных средств заказчика процентная ставка значительно ниже банковской кредитной процентной ставки.

Частная математическая модель для оценки мероприятия ($n=3$) по капитальному ремонту трансформаторов имеет вид:

$$NPV_3 = C_{30} + \sum_{t=1}^{t'} \left[\frac{i}{100} K_{3T, t} + \frac{1}{100} k_i p_{3r} \cdot K_{3T, t} \right] + C_{3R} + \left[k_i \left(\Delta P_{3m} \cdot T_t + \beta \frac{\Delta P_{3sc}}{T} \cdot t \right) \cdot \beta' + \left(\Delta P_{3m} + \beta \frac{\Delta P_{3sc}}{T} \right) \cdot \beta'' \right] \cdot \frac{1}{(1+i_d)^{t'}}, \quad (4)$$

где t' – срок продления эксплуатации трансформатора после окончания нормативного срока службы ($t = 1$).

V. ЦЕЛЕВАЯ ФУНКЦИЯ ОЦЕНКИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО МОДЕРНИЗАЦИИ И ЗАМЕНЕ ВВОДОВ

Практически треть аварий силовых трансформаторов вызвана повреждениями высоковольтных вводов. Эти аварии могут привести к тяжёлым последствиям: повреждениям трансформаторов, взрывам, пожарам, техническим и функциональным отказам оборудования.

Вводы значительного числа эксплуатируемых в Латвии трансформаторов произведены Московским заводом "Мосизолятор". Это маслонаполненные герметичные вводы типа ГБМТ. Основными недостатками вводов типа ГБМТ являются течи масла в уплотнениях. Дефект вызван недостатками конструкции и полностью ликвидировать его не удаётся. Использование масел марок ГК, ТКР, Nytro 11 GX и Shell Diala D вместо масла Т-750 позволило частично исключить повреждения вводов из-за желтого налёта на внутренней поверхности фарфоровой крышки, который способствует перекрытию изоляции по внутренней поверхности.

Модернизированные вводы завода "Мосизолятор" имеют конструктивные изменения, повышающие их надёжность в эксплуатации. Это вводы типа ГТТ, ГТД, ГМТБ и газонаполненные вводы. Модернизированные вводы конструктивно отличаются от вводов типа ГБМТ типом изоляции и тем, что масло в этих вводах служит лишь как хладагент и не требует контроля электрических параметров. Газонаполненные вводы имеют ряд преимуществ, обусловленных свойствами элегаза: пожаро и взрывобезопасность, экологическую чистоту, отсутствие старения и необходимости замены масла в течение всего срока службы.

Новые вводы могут устанавливаться на ранее выпущенных типах трансформаторов, так как они соответствуют снятым с производства негерметичным вводам по присоединительным размерам и длине нижней части.

Частная целевая функция оценки мероприятий ($n=4$) по модернизации или замене высоковольтных вводов [5] имеет вид:

$$NPV_4 = C_{40} + \sum_{t=1}^{t'} \left[\frac{i}{100} K_{4T, t} + \frac{1}{100} k_i p_{4r} \cdot K_{4T, t} \right] + \left[k_i \left(\Delta P_{4m} \cdot T_t + \beta \frac{\Delta P_{4sc}}{T} \cdot t \right) \cdot \beta' + \left(\Delta P_{4m} + \beta \frac{\Delta P_{4sc}}{T} \right) \cdot \beta'' \right] \cdot \frac{1}{(1+i_d)^{t'}}, \quad (5)$$

VI. ЦЕЛЕВАЯ ФУНКЦИЯ ОЦЕНКИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО МОДЕРНИЗАЦИИ УСТРОЙСТВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

Одним их технических мероприятий по модернизации трансформаторного оборудования является замена и модернизация устройств регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

Неисправности устройств РПН являются причиной примерно 30% аварийных отключений трансформаторов. При этом, повреждение переключающих устройств зафиксировано, как правило, на трансформаторах со сроком наработки более 20 лет. Половина из этих отключений связана с отказами приводов устройств РПН. Остальные отключения связаны с неисправностями непосредственно переключателей ступеней. Среди причин таких нарушений работоспособности, в основном, отмечены: окисление контактов в зоне редко включаемых ответвлений, подгорание контактов, нарушение герметичности встроенных переключателей.

Замена или модернизация привода переключателя является технически несложным мероприятием и может быть реализована с небольшими затратами, в отличие от полной замены узла переключателя регулировочных обмоток. В Латвийской энергокомпании (Латвэнерго) имеется опыт замены переключателей на переключатели другого типа.

Однако, по мнению специалистов, выполнявших эти работы, полная замена переключателя очень трудоемкое и дорогостоящее мероприятие, производить которое возможно только в заводских условиях.

Частная целевая функция оценки мероприятий ($n=5$) по замене и модернизации устройств регулирования напряжения под нагрузкой [6] имеет вид:

$$NPV_5 = C_{50} + \sum_{t=1}^{t'} \left[\frac{i}{100} K_{5T, t} + \frac{1}{100} k_i p_{5r} \cdot K_{5T, t} \right] + \left[k_i \left(\Delta P_{5m} \cdot T_t + \beta \frac{\Delta P_{5sc}}{T} \cdot t \right) \cdot \beta' + \left(\Delta P_{5m} + \beta \frac{\Delta P_{5sc}}{T} \right) \cdot \beta'' \right] \cdot \frac{1}{(1+i_d)^{t'}}, \quad (6)$$

VII. ПРАКТИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

Оценочные расчеты выполнены для 4 вариантов. Первый вариант - это замена 110 кВ трансформатора мощностью 63 МВА, выработавшего нормативный ресурс или имеющего серьезные, неустранимые при ремонтных работах, проблемы с высоковольтными вводами и устройством регулирования напряжения. Остальные варианты - это продление срока службы эксплуатируемого трансформатора после выработки нормативного ресурса путем проведения мероприятия по замене высоковольтных вводов или модернизации устройства регулирования (либо одновременно обоих указанных мероприятий) с последующей его заменой на новый трансформатор спустя $t'=5;10;15$ лет продления срока эксплуатации. Источник финансирования – 10-летний кредит с процентной ставкой $i = 10\%$ при закупке нового трансформатора и собственные накопления энергопредприятия при мероприятиях по модернизации оборудования. Техничко-экономическое сравнение вариантов дано на рис.2.

Экономический расчет показывает, что по критерию NPV_n при принятых стоимостных показателях проведение мероприятий по модернизации и продлению срока эксплуатации дает экономический эффект не более, чем в течение 5 лет после выработки нормативного ресурса, т.е. эффект имеет временный характер, отодвигая срок замены трансформатора. Экономическая целесообразность замены трансформатора в более ранние сроки

после выработки нормативного ресурса объясняется тем, что происходит постоянное и существенное увеличение цены трансформатора из-за инфляции, новых технологий или модернизации трансформаторного оборудования заводами-изготовителями. Отказом от замены трансформаторов после выработки нормативного ресурса может служить отсутствие необходимых финансовых средств на закупку нового трансформатора.

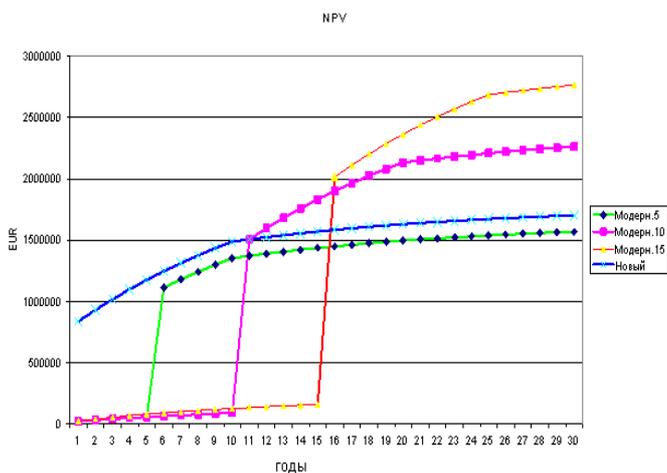


Рис.2. Сравнение NPVn различных мероприятий

VIII. ВЫВОДЫ

1. Для экономической оценки мероприятий по повышению надежности функционирования трансформаторного оборудования предложены обобщенная и частные математические модели.
2. Целевые функции моделей созданы на базе суммарных ежегодных дисконтированных затрат NPVn у пользователей трансформаторов за весь расчетный период (срок службы или жизненный цикл оборудования).
3. Критерием целесообразности мероприятия является минимум суммарных ежегодных дисконтированных затрат за весь расчетный период.
4. Проведение мероприятий по модернизации дает временный эффект.
5. Замена эксплуатируемых трансформаторов на новые экономически целесообразна в более ранние сроки после выработки нормативного ресурса.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Богатов Б.М., Мейксон В.Г., Тихонов А.В., Шифрин Л.Н. Методика учета стоимости потерь и эксплуатационных расходов в силовых трансформаторах при расчете суммарных годовых затрат у потребителя. Сб. докл. VI Симпозиума "Электротехника 2010", т.2. - Москва: ВЭИ, ТРАВЭК, 2001, с.40-42.
- [2] Guseva S., Krishans Z., Mahnitko A. Updating of elektrotechnical equipment under market conditions: economic aspects // Latv. Journ. of Physics and Techn. Sc., № 2, 2003, pp. 17-25.
- [3] Guseva S., Krishans Z., Mahnitko A. Economic aspects of power system modernization under market economy conditions // I –st International Scientific Symposium Electrotehnika EE, High Tatry, Slovak Republic, 16 - 18 of September, 2003, pp. 169-172.
- [4] Гусева С.А., Герхард Я.Х., Виндберг Х.О., Махнитко А.Е. Техничко-экономические модели оценки мероприятий по продлению ресурса высоковольтных трансформаторов // Материалы международной научной конф. "PPE-2006", Киев, КПИ, 5-9 июня, Украина, 2006, с. 25-29.
- [5] Guseva S., Mahnitko A., Breners N., Vinbergs H., Mathematical model of estimation of measures on modernization of high-voltage inputs of transformers // The XIIIth International Scientific Conference on Present-day problems of power engineering, Poland, Gdansk-Jurata, 13-15 of June, 2007, pp. 51 – 57.
- [6] Гусева С.А. Бренерс Н.З., Махнитко А.Е., Скобелева Н.Н. Оценка мероприятий по модернизации устройств регулирования напряжения под нагрузкой. // Мат. X Международной науч. конф. "Проблемы современной электротехники-2007", НАН Украины, Ин-т физ. техн. проблем энергетики, „Технична Електродинаміка”, ч.5, Киев, Украина, 5-9 июня, 2008, с.51-54.
- [7] Kolcun M., Jahnátek L., Systémové poruchy v elektrizačných sústavách, IVth International Scientific Symposium ELEKTROENERGETIKA 2007, 19.-21. 9. 2007, Stará Lesná, Slovak Republic, pp. 723 – 728, ISBN 978-80-8073-844-0
- [8] Kolcunová I., Kurimský J.: The selected problems of the PD measurements in the insulating system of the power transformers in the operation. In: Metody i sredstva oceny sostojanija energetičeskogo oborudovanija. Sankt-Peterburg : PEIPK, 2006. p. 153-158. ISBN 5-7187-0776-6.

БЛАГОДАРНОСТЬ

Эта работа выполнена при содействии Европейского социального фонда в рамках проекта «Поддержка развития докторантуры РТУ» Национальной программы «Содействие осуществлению программ докторантуры и исследований после неё».

ADDRESSES OF AUTHORS

Svetlana Guseva, Associate Professor, Dr.Sc.Ing., Riga Technical University, Power Engineering Institute, Kronvalda blv., 1, LV - 1010, Riga, Latvia
 Phone: +371 7089934, fax: +371 7089931
 E-mail: Guseva@eef.rtu.lv
Nikolajs Breners, Ph.D.student, Mag.sc.ing., Riga Technical University, Power Engineering Institute, Kronvalda blv., 1, LV - 1010, Riga, Latvia
 Phone: +371 7089934, fax: +371 7089931
 E-mail: tori33@inbox.lv