МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР
ГЛАВНОЕ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И СЕЛЬСКОЙ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ

МЕТОДИКА ПО ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ С РПН И АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ЗАМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

РД 34.46.504-90

СПО
СОЮЗТЕХЭНЕРГО
Москва 1990

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР

ГЛАВНОЕ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И СЕЛЬСКОЙ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ

МЕТОДИКА ПО ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ С РПН И АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ЗАМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

РД 34.46.504-90

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ПО "СОЮЗТЕХЭНЕРГО"

Москва 1990

Р А З Р А Б О Т А Н О Всесоюзным научно-исследовательским институтом электроэнергетики (ВНИИЭ), Винницким политехническим институтом (ВПИ)

И С П О Л Н И Т Е Л И В.Э.ВОРОТНИЦКИЙ, И.А.СЕРОВА (ВНИИЭ), П.Д.ЛЕЖНЮК (ВПИ), В.В.СТАН (Минэнерго СССР)

У Т В Е Р Ж Д Е Н О Главным производственно-техническим управлением электрических сетей и сельской электрификации 29.06.90 г.

Заместитель начальника А.В.ГУРНИН

© СПО Союзтехэнерго, 1990.

Подписано к печати 10.10.90 Формат 60x84 1/16
Печать офсетная Усл.печ.л.2,09 Уч.-изд.л. 2,0 Тираж 2000 экз.
Заказ №336/90 Издат. № 90046(12)

Производственная служба передового опыта эксплуатации энергопредприятий Союзтехэнерго
105023, Москва, Семеновский пер., д.15

Участок оперативной полиграфии СПО Союзтехэнерго
109432, Москва, 2-й Кожуховский проезд, д.29, строение 6

УДК 621.314.214.33

МЕТОДИКА ПО ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ С РПН И АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ЗАМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

РД 34.46.504-90

Срок действия установлен
с 29.06.90 г.
до 29.06.95 г.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Методика разработана для персонала служб энергетических режимов и диспетчерских служб ПОЭиЭ и ПЭС.

I.2. Методика содержит:

обобщенную оценку эффективности использования регулирующих устройств в оптимальном управлении режимом электрической сети (разд.2);

процедуру экспресс-анализа эффективности применения каждого регулирующего устройства (разд.2), а также устанавливает порядок проведения расчетов по выбору:

мест установки и очередности ввода в работу новых регулирующих устройств (разд.3,4);

очередности использования в оптимальном управлении установившимися режимами имеющихся в электрических сетях регулирующих устройств (разд.4).

I.3. Методика распространяется на замкнутые электрические сети напряжением 110 кВ и выше.

I.4. В качестве регулирующих устройств рассматриваются трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) и автоматическим регулированием напряжения (АРПН).

I.5. Раздел 2 Методики является дополнением и уточнением Инструкции [I]. Он содержит уточненные нормы для приближенной оценки эффективности использования средств РПН и АРПН (см.табл.П9.I Инст-

рукции) и дополняет Инструкцию методикой экспресс-анализа эффективности применения каждого регулирующего устройства, позволяющей более обоснованно выбирать места ввода в эксплуатацию новых, а также неиспользуемых устройств АРПН и РПН с целью снижения потерь электроэнергии.

I.6. Раздел 3 Методики является дополнением к Инструкции [2]. Он содержит сходный с Инструкцией методический подход к выбору пунктов управления режимами электрических сетей (см.разд.7 Инструкции), основанный на проведении серии расчетов режимов и анализе степени влияния параметров регулирования (в настоящей Методике - коэффициентов трансформации) на суммарные потери мощности в электрической сети.

В отличие от Инструкции рекомендованная в разд.3 процедура основывается на построении зависимостей суммарных потерь мощности от коэффициентов трансформации в специальной системе относительных единиц, гарантирующей неизменность выявленных закономерностей в широких диапазонах изменения нагрузок, а также на учете при окончательном выборе пунктов управления зоны равноэкономичных значений коэффициентов трансформации.

I.7. Раздел 4 ориентирует инженера по режимам на использование специальных программных средств для более точной, чем в разд.2, оценки эффективности использования средств РПН и АРПН в управлении режимами и для менее трудоемкого, чем в разд.3, не требующего многоразовых расчетов выбора мест установки новых регулирующих устройств.

I.8. Методика основана на следующих принципах и понятиях:

I.8.I. Для каждого регулирующего устройства существует и может быть выявлена обобщенная (в относительных единицах) зависимость между регулируемым параметром (коэффициентом трансформации) и суммарными потерями мощности в электрической сети

$$\Delta P_{*} = f(K_{T*}), \qquad (I.I)$$

где ΔP_{*} - суммарные потери мощности в относительных единицах;

K_{T*} - коэффициент трансформации регулируемого трансформатора в относительных единицах, рассматриваемый как непрерывная величина.

Эти зависимости устойчивы к изменению нагрузки в широких диапазонах режимов. Общий вид такой зависимости приведен на рис.I. Относительные значения $\underset{*}{\Delta P}$ и $\underset{*}{K}_T$ определяются как

$$\underset{*}{\Delta P}=\frac{\Delta P}{\Delta P_б}\ , \quad \underset{*}{K}_T=\frac{K_T}{K_{Tб}}\ , \qquad (I.2)$$

где $\Delta P_б$, $K_{Tб}$ - значения суммарных потерь мощности и коэффициента трансформации регулируемого трансформатора в произвольном оптимальном режиме, принятом за базисный. Оптимизация базисного режима выполняется по коэффициентам трансформации и генерации (потреблению) реактивных мощностей.

Обобщенные зависимости (I.I) в аналитическом и графическом виде строятся для каждого регулируемого трансформатора при изменении его коэффициента трансформации в пределах регулировочного диапазона и закреплении ответвлений других трансформаторов на их оптимальных значениях.

I.8.2. Анализ зависимостей (I.I) позволяет определить влияние конкретного регулирующего устройства на суммарные потери мощности (в дальнейшем - регулирующий эффект устройства) и составить ранжированный ряд трансформаторов с РПН и АРПН по степени регулирующего эффекта. Ранжирование устройств РПН и АРПН выполняется путем графического совмещения зависимостей (I.I), как показано на рис.2 для двух условных трансформаторов I и 2. Расположение кривых определяет степень регулирующего эффекта каждого трансформатора (на рис.2 - трансформатор I имеет больший регулирующий эффект, чем трансформатор 2). Эффективность каждого переключения определяется как снижение суммарных потерь мощности при изменении коэффициента трансформации на одну отпайку (на рис.2 - $Э_1=\underset{*}{\Delta P}_1^{I}-\underset{*}{\Delta P}_1^{II}$ для трансформатора I и $Э_2=\underset{*}{\Delta P}_2^{I}-\underset{*}{\Delta P}_2^{II}$ для трансформатора 2).

Для регулирования напряжения с целью снижения потерь активной мощности выбираются только те устройства, которые обладают большим регулирующим эффектом.

I.8.3. Выбор средств регулирования осуществляется с учетом их технического состояния - надежности устройств РПН и АРПН и израсходованного ресурса трансформатора. Учет показателей надежности и ресурса вносит поправки во взаимное расположение обобщенных зависи-

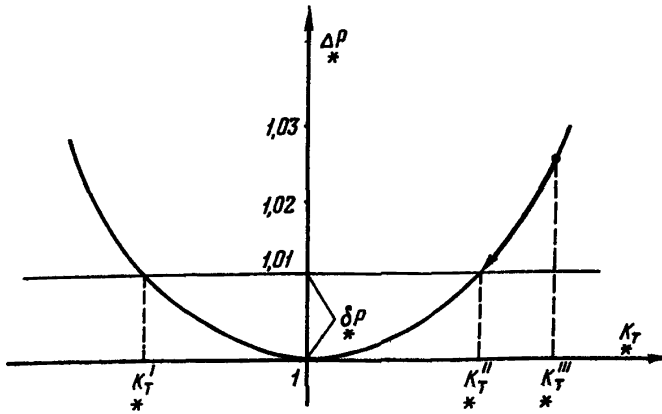


Рис.I. Обобщенная зависимость потерь мощности в электрической сети от коэффициента трансформации трансформатора

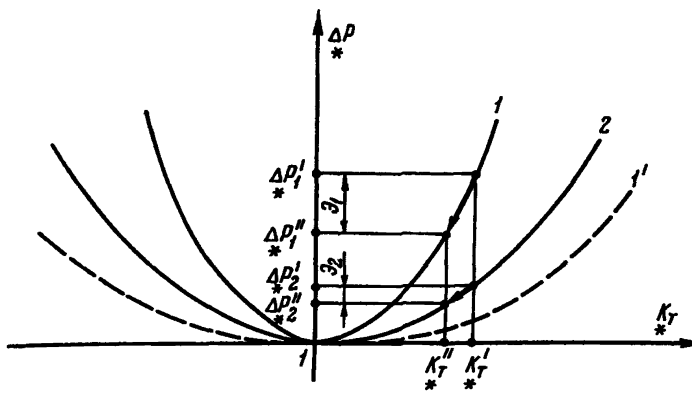


Рис.2. Зависимость потерь мощности в электрической сети от коэффициентов трансформации:

I - трансформатора I без учета его технического состояния; 2 - трансформатора 2; I' - трансформатора I с учетом его технического состояния

мостей (I.I) на плоскости и, тем самым, корректирует ранжированный ряд трансформаторов (кривая I′ на рис.2).

I.8.4. Выбор средств регулирования осуществляется с учетом зоны нечувствительности суммарных потерь мощности к регулированию напряжения (на рис.I - зона δP_*), характеризующейся слабым влиянием параметров регулирования на потери и приводящей к замене оптимальных значений коэффициентов трансформации диапазонами равноэкономичных значений (на рис.I - диапазон $K_{T*}' - K_{T*}''$).

I.8.5. За оптимальное принимается ближайшее к зоне нечувствительности потерь значение коэффициента трансформации (на рис.I при текущем значении K_{T*}''' оптимальным является K_{T*}''). В условиях заданной зоны нечувствительности значения отпаек трансформаторов, соответствующие оптимальным значениям коэффициентов трансформации, могут сохраняться постоянными при небольших изменениях нагрузок. Величина зоны, таким образом, позволяет "загрублять" управление, снижая интенсивность переключений вплоть до вывода ряда регулирующих устройств из процесса управления.

2. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УСТРОЙСТВ РПН И АРПН В ОПТИМАЛЬНОМ УПРАВЛЕНИИ РЕЖИМОМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

2.I. В настоящем разделе приводится методика экспресс-анализа эффективности средств РПН и АРПН в оптимальном управлении режимом электрической сети. Методика основана на анализе ряда факторов, наиболее сильно влияющих на эффективность использования регулируемого трансформатора в управлении режимом с целью снижения потерь мощности. Выявление влияющих факторов проводилось в процессе многочисленных расчетов эффективности использования средств РПН и АРПН. К числу таких факторов относятся:

номинальное напряжение трансформатора;

номинальная мощность трансформатора;

число классов напряжения в основной сети;

число независимых контуров в сети;

суммарная длина участков сети, отходящих от шин среднего и низшего напряжений трансформатора.

2.2. Эффективность каждого устройства рассчитывается по формуле

$$\delta W_p = 0{,}5\, T_p\, n \left(\delta W_{max} + \delta W_{min}\right) k_1 k_2 k_3\, 10^{-3}, \qquad (2.1)$$

где T_p – безразмерная величина, равная выраженной в часах средней продолжительности режимов в электрических сетях;

n – реальное или планируемое число переключений[1] отпаек трансформатора в год;

δW_{max}, δW_{min} – соответственно верхняя и нижняя границы диапазона, приведенные в табл.I (изо всех диапазонов выбирается тот, который соответствует классу напряжения исследуемого трансформатора);

k_1, k_2, k_3 – безразмерные уточняющие коэффициенты, позволяющие учесть при оценке эффективности ряд дополнительных факторов.

Таблица I

Номинальное напряжение трансформатора, кВ	Снижение потерь электроэнергии в год от установки и использования одного устройства РПН или АРПН, тыс.кВт·ч
500	500 - 1500
330	250 - 500
220	120 - 400
110 - 150	30 - 200

2.3. В табл.I приведены уточненные по сравнению с табл.П9.1[1] нормы для приближенной оценки эффективности регулирования напряжения, заданные в виде диапазонов снижения потерь

[1] Под одним переключением понимается изменение коэффициента трансформации на одну отпайку.

электроэнергии. Снижение потерь рассчитывалось при условии выполнения 1000 переключений в год и при заданной средней продолжительности режимов в один час, т.е. в предположении о неизменности режимов или их незначительном изменении (в пределах, определенных зоной нечувствительности потерь мощности к регулированию напряжения) в течение часа с момента переключений.

2.4. Значение T_p в формуле (2.1) задается инженером по режимам, исходя из реального характера изменения установившихся режимов в условиях неизменной топологии схемы сети.

2.5. Коэффициент k_1 учитывает влияние суммарной длины участков сети, отходящих от шин среднего и низшего напряжений трансформатора. Суммарная длина вычисляется сложением длин участков сети, которые входят в замкнутые контуры и соединяют шины низшего напряжения трансформатора (для трехобмоточного трансформатора - шины среднего и низшего напряжения) с шинами ближайших к нему трансформаторов. Значения коэффициента k_1 для разных длин и номинальных напряжений трансформаторов приведены в табл.2.

2.6. Коэффициент k_2 учитывает номинальную мощность исследуемого трансформатора (для группы параллельно работающих трансформаторов - это мощность одного трансформатора). Значения коэффициента k_2 приведены в табл.3.

2.7. Коэффициент k_3 учитывает количество независимых контуров схемы электрической сети и число классов напряжения в основной части сети. Значения коэффициента k_3 приведены в табл.4.

Число независимых контуров вычисляется по формуле

$$K = \ell - n_y + 1, \qquad (2.2)$$

где ℓ - число ветвей схемы электрической сети;

n_y - число узлов.

2.8. Полученное по формуле (2.1) значение ожидаемого снижения потерь электроэнергии не должно восприниматься как точное. Более обоснованным может считаться некоторый диапазон вокруг расчетного значения δW_p . Максимальная и минимальная

Таблица 2

$U_{ном}$ кВ	Численное значение k_1 при суммарной длине участков (L_Σ), км																	
	25–50	51–75	76–100	101–125	126–150	151–200	201–250	251–300	301–350	351–400	401–450	451–500	501–550	551–600	601–650	651–700	701–750
500	–	–	0,75	0,79	0,82	0,86	0,91	0,94	0,97	0,99	1,01	1,03	1,05	1,06	1,08	1,09	1,10
330	–	0,79	0,85	0,90	0,93	0,98	1,03	1,07	1,10	1,12	1,15	1,17	1,19	–	–	–	–
220	0,72	0,83	0,90	0,95	0,99	1,03	1,08	1,12	1,16	1,19	1,21	1,23	–	–	–	–	–
110–150	0,84	0,96	1,04	1,09	1,14	1,20	1,26	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Таблица 3

$U_{ном}$ кВ	Численное значение k_2 для трансформаторов с номинальной мощностью ($S_{ном}$), МВ·А																			
	6,3	10	16	25	32	40	63	80	100	125	160	200	250	320	400	500	630	800	1000	1250
500	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,78	–	–	0,89	0,93	–	1,0	–	1,08	–	1,15
330	–	–	–	–	0,65	–	0,78	–	–	0,91	–	1,0	1,04	–	1,13	–	1,22	–	1,3	–
220	–	–	–	0,78	0,84	0,89	1,0	1,06	1,11	1,17	1,23	1,28	1,33	–	1,44	–	–	–	–	–
110–150	0,57	0,71	0,86	1,0	1,08	1,15	1,28	1,36	1,43	1,5	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

границы этого диапазона определяются выражениями

$$\delta W_{min\,p} = \delta W_p - \frac{\delta W_{max} - \delta W_{min}}{6},$$

$$\delta W_{max\,p} = \delta W_p + \frac{\delta W_{max} - \delta W_{min}}{6}. \qquad (2.3)$$

Таблица 4

Число классов напряжения, m	Численное значение K_s при числе независимых контуров (К)		
	$K < 4$	$4 \leq K \leq 10$	$K > 10$
$m \leq 2$	0,9	1,0	1,1
$m > 2$	0,8	1,0	1,2

2.9. Пример расчета эффективности использования трансформатора в процессе регулирования напряжения приведен в приложении I.

2.10. Более точный расчет эффективности использования трансформаторов с РПН и АРПН в управлении режимом электрической сети по критерию минимума потерь активной мощности может быть выполнен с помощью программы АЧП. Порядок такого расчета приведен в разд.4.

3. ВЫБОР МЕСТ УСТАНОВКИ И ВВОДА В РАБОТУ УСТРОЙСТВ РПН И АРПН

3.1. В число мероприятий по снижению потерь электроэнергии [1] входят ввод в работу неиспользуемых средств АРПН (организационное мероприятие) и установка и ввод в работу регулируемых трансформаторов и устройств РПН на трансформаторах с ПБВ (технические мероприятия). Проведение таких мероприятий требует предварительного анализа их целесообразности для каждого конкретного трансформатора.

3.2. Анализ целесообразности перевода нерегулируемых трансформаторов в регулируемые выполняется с помощью обобщенных зависимостей (I.I), для графического построения которых требуется одна из действующих программ расчета и оптимизации установившихся режимов замкнутых электрических сетей. Исходными данными служат результаты обработки контрольного измерения в период зимнего максимума нагрузок.

3.3. Ниже приводится порядок построения обобщенных зависимостей

3.3.I. Для всех нерегулируемых трансформаторов[I], подлежащих анализу, задаются предполагаемые диапазоны и ступени регулирования. Рассчитываются значения коэффициентов трансформации, соответствующие всем ступеням регулировочных диапазонов.

3.3.2. По данным контрольного измерения рассчитывается и оптимизируется по реактивной мощности и коэффициентам трансформации режим электрической сети, принимаемый в дальнейшем за базисный. Оптимизации подлежат коэффициенты трансформации как регулируемых на момент анализа, так и предполагаемых к регулированию трансформаторов.

3.3.3. Определяются потери активной мощности в базисном (оптимальном) режиме.

3.3.4. Для каждого трансформатора строятся и наносятся на один график зависимости (I.I) (пересечением осей координат на графике является точка (I.I), как показано на рис.3). Для этого:

а) во всех узлах, кроме i -го, реактивная мощность и коэффициенты трансформации закрепляются на своих оптимальных значениях;

б) выполняются расчеты установившихся режимов и суммарных потерь мощности для пяти-шести различных значений i -го коэффициента трансформации, соответствующих разным ступеням регулировочного диапазона трансформатора, включая его максимальное и минимальное значения;

в) по результатам выполненных расчетов и по формулам (I.2) определяются значения K_c и ΔP_*;

[I] Здесь и далее под одним трансформатором понимается эквивалентный трансформатор, соответствующий группе параллельно работающих на подстанции трансформаторов одного номинального напряжения.

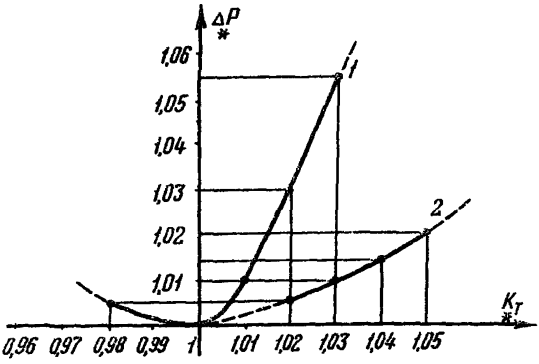


Рис.3. Пример построения зависимости потерь мощности электрической сети от коэффициентов трансформации:
I - трансформатора I; 2 - трансформатора 2

г) точки, соответствующие этим значениям, наносятся на график и соединяются плавной линией (см.рис.3). Каждому трансформатору соответствует одна кривая.

3.4. Построенные кривые наглядно иллюстрируют сравнительную эффективность регулирующих устройств. Чем круче кривая трансформатора, тем выше его регулирующий эффект.

3.5. Устройства для управления режимом должны выбираться с учетом зоны нечувствительности потерь.

3.5.I. Величина зоны нечувствительности δP_* определяется по выражению

$$\delta P_* = \frac{\sum_{i=1}^{n} \Delta P_{i*}^{max} + \sum_{i=1}^{n} \Delta P_{i*}^{min}}{2n}, \qquad (3.I)$$

где n – число анализируемых трансформаторов;
ΔP_{*i}^{max}, ΔP_{*i}^{min} – соответственно наибольшее и наименьшее значения суммарных потерь мощности, достигаемые за счет изменения i -го коэффициента трансформации в пределах диапазона регулирования.

На рис.4 $\Delta P_{*1}^{min} = 1$; $\Delta P_{*1}^{max} = 1{,}055$; $\Delta P_{*2}^{min} = 1{,}005$, $\Delta P_{*2}^{max} = 1{,}02$, следовательно, $\delta_* P = 1{,}02$.

3.5.2. Найденная зона нечувствительности наносится на график. Для этого значение $\delta_* P$ откладывается на оси ординат и через полученную точку проводится прямая линия, параллельная оси абсцисс до пересечения со всеми кривыми (рис.5).

3.5.3. Построенная прямая отсекает на характеристике каждого i -го трансформатора зону равноэкономичных значений $\delta_* K_{Ti}$. Это значения K_T, соответствующие той части характеристики трансформатора, которая лежит ниже зоны $\delta_* P$ (на рис.5 – это зоны $\delta_* K_{T1}, \delta_* K_{T2}$). Трансформатор нецелесообразно использовать в управлении, если его регулировочный диапазон $K_{*Ti}^{min} \div K_{*Ti}^{max}$ целиком лежит в зоне $\delta_* K_{Ti}$ (на рис.5 – это трансформатор 2).

3.5.4. Для трансформаторов, регулировочный диапазон которых целиком или частично лежит выше зоны $\delta_* P$, может быть определен приоритетный порядок их перевода в регулируемые и использования в управлении. С этой целью для каждого из таких трансформаторов подсчитывается разность

$$З_i = \Delta P_{*i}^{max} - B_i , \qquad (3.2)$$

где B_i – максимальное из двух значений: $\delta_* P$ и ΔP_{*i}^{min} (на рис.5 для трансформатора I, $B_1 = \delta_* P$).

В первую очередь в управление включаются те трансформаторы, у которых значение $З_i$ наибольшее.

Значение $З_i$ может служить для более точной, чем в разд.2, оценки эффективности отдельного трансформатора

$$\delta W_i = З_i T_p n , \qquad (3.3)$$

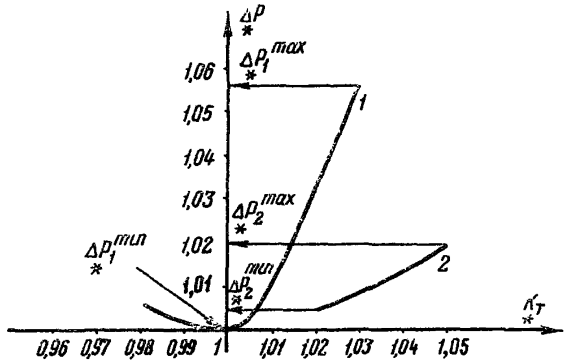


Рис.4. Пример графического определения наибольшего и наименьшего значений потерь мощности в сети, достигаемых за счет изменения коэффициентов трансформации в пределах диапазона регулирования:

I - трансформатора I; 2 - трансформатора 2

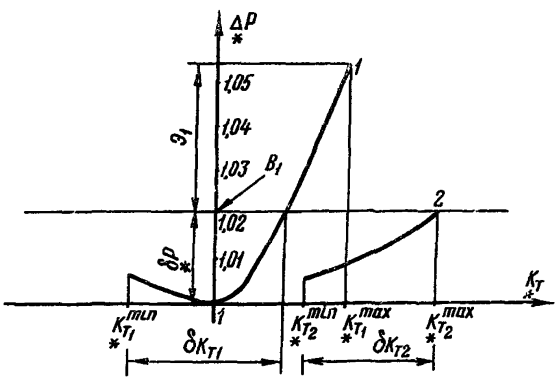


Рис.5. Пример графического определения зоны равноэкономичных значений коэффициентов трансформации:

I - трансформатора I; 2 - трансформатора 2

где T_p - средняя продолжительность режима;

n - число переключений в год.

3.6. Процедура, описанная в пп.3.3-3.5, может быть использована и для выбора среди имеющихся регулирующих устройств, наиболее эффективных для оптимального управления режимом с целью снижения потерь мощности.

3.7. Более точный и не требующий многоразовых расчетов режимов анализ целесообразности использования в управлении тех или иных регулирующих устройств выполняется по программе АЧП, как показано в разд.4.

4. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УСТРОЙСТВ РПН И АРПН, ВЫБОР МЕСТ И ОЧЕРЕДНОСТИ ИХ ВНЕДРЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ СПЕЦИАЛЬНЫХ ПРОГРАММНЫХ СРЕДСТВ

4.I. Выбор регулирующих устройств и очередности их использования в оптимальном управлении установившимися режимами электрической сети, а также оценка эффективности их использования выполняются по программе анализа чувствительности потерь к регулированию напряжения - АЧП (разработчики - Винницкий политехнический институт и Московский энергетический институт). Программа АЧП в качестве внутренних модулей включает программу расчета установившегося режима электрической сети Б-6 (разработчик - ВЦ по электроэнергетике).

4.2. В случае недостатка в электрической сети измерений для расчета установившегося режима сеть должна эквивалентироваться до наблюдаемого объема. Эквивалентирование должно выполняться по критерию совпадения расчетных значений потерь активной мощности в исходной схеме и эквиваленте. Этому критерию удовлетворяет и имеет единую с АЧП и Б-6 форму представления исходной информации программа эквивалентирования электрической сети ЭС-I (разработчик - ВНИИЭ).

4.3. Указанные программы представлены своими основными характеристиками в приложении 2. В приложении 3 приведен состав исходной информации, требующийся для расчета по программе АЧП.

4.4. Возможности и назначение программы АЧП шире назначения приведенных в разд.2 и 3 методик. В программе на основе расчета и анализа текущего режима среди всех имеющихся средств РПН и АРПН выбираются те регулирующие устройства, непосредственное участие которых в управлении целесообразно с точки зрения их регулирующих эффектов и характеристик надежности, рекомендуются номера отпаек трансформаторов, соответствующие оптимальным значениям коэффициентов трансформации с учетом выбранной зоны нечувствительности потерь, оценивается эффективность рекомендованных переключений регулирующих устройств в случае их реализации.

4.5. Результатами работы программы АЧП являются:

зависимости суммарных потерь мощности в электрической сети от коэффициентов трансформации регулируемых трансформаторов по каждому трансформатору отдельно (зависимости строятся в допустимом диапазоне регулирования);

рекомендованная величина зоны нечувствительности потерь к регулированию напряжения;

номера отпаек трансформатора, соответствующие текущему и оптимальному значениям коэффициента трансформации;

результирующее снижение потерь мощности после выполнения рекомендованных переключений;

при заданном числе часов потерь - оценка эффективности оптимального регулирования напряжения, выраженная в сэкономленных киловатт-часах электроэнергии, а при заданной стоимости электроэнергии - в денежном выражении;

общее число переключений регулирующих устройств, требующееся для реализации оптимального режима;

рассчитанный рекомендуемый оптимальный режим.

4.6. Пример расчета по программе АЧП приведен в приложении 4.

4.7. Рекомендуемый оптимальный режим соответствует ближайшим к зоне нечувствительности значениям коэффициентов трансформации. Величина зоны нечувствительности δP_* может как задаваться пользователем, так и выбираться с помощью программы АЧП.

4.7.1. В первом случае значение δP_* определяется погрешностью исходной информации о параметрах текущего режима, обусловленной способом ее получения (данные телеметрии, суточные ведомости), и назначается инженером по режимам, исходя из его опыта

и степени доверия к информации. При этом имеется возможность влиять на интенсивность рекомендуемых переключений регулирующих устройств, например, увеличивая δP_* и, тем самым, сознательно "загрубляя" управление в тех случаях, когда информация недостоверна.

В приложении 4 для контрольного примера приведены результаты расчетов оптимальных значений отпаек и числа переключений для разных зон нечувствительности (в таблицах распечатки - "заданных отклонений потерь от оптимальных значений") - 0%; 0,25%; 2%. Анализ рекомендаций для ввода режима в оптимальную область позволяет обнаружить "загрубление" управления с ростом зоны нечувствительности вплоть до сохранения исходных значений отпаек.

4.7.2. Во втором случае δP_* выбирается путем расчетов по программе АЧП, исходя из стремления к максимальной эффективности каждого переключения. Порядок такого выбора приведен в приложении 5.

4.8. Построение обобщенных зависимостей выполняется в программе с учетом надежности и ресурса каждого регулирующего устройства.

4.8.I. Под надежностью регулирующего устройства понимается вероятность отказа трансформатора из-за отказа устройства РПН. Отказ трансформатора сопровождается увеличением потерь мощности в сети, вызванным вынужденным перераспределением перетоков и ограничением нагрузки потребителей на время восстановления рабочего состояния трансформатора.

4.8.2. Под ресурсом трансформатора понимается время, в течение которого трансформатор способен нормально выполнять свои функции.

4.8.3. Дополнительная информация, необходимая для учета показателей надежности в программе АЧП, приведена в приложении 3.

4.8.4. Низкая надежность и высокий уровень израсходованного ресурса снижают регулирующий эффект трансформатора, отодвигая его в разряд менее эффективных (на рис.2 - пунктирная кривая I′ вместо кривой I). Таким образом, для управления режимом будут выбраны трансформаторы, характеризующиеся наибольшей эффективностью с учетом надежности и ресурса в комплексе.

4.9. При расчете эффективности рекомендуемых переключений в случае их реализации следует иметь в виду, что ожидать эффекта можно только в течение некоторого характеризующего продолжительность режима времени T_p с момента переключений. Значение T_p задается инженером по режимам.

4.I0. При регулярном определении оптимальных значений отпаек трансформаторов на базе анализа текущего режима регулирующие устройства, участвующие в управлении, выбираются в процессе каждого расчета автоматически. Периодичность расчетов определяется объемом имеющейся исходной информации о параметрах режима и способом ее получения. В условиях обеспеченности электрической сети средствами телеметрии в объеме, необходимом для оценки параметров режима, такие расчеты могут проводиться в темпе процесса. В случае использования характерных суточных графиков нагрузки максимальная частота расчетов - I раз в час. При отсутствии регулярной информации о нагрузках в объеме, необходимом для расчета режима, расчеты по программе АЧП могут проводиться эпизодически.

4.II. Выбор мест установки и ввода в работу новых устройств РПН и АРПН выполняется путем разовых расчетов по программе АЧП. Ниже приводится порядок выбора устройств РПН и АРПН.

4.II.I. Выбор устройств РПН и АРПН выполняется по данным одного контрольного измерения в период зимнего максимума нагрузки. Параметры режима, полученные в результате обработки одного контрольного измерения, используются в качестве исходных данных в программе АЧП.

4.II.2. Нерегулируемые трансформаторы, подлежащие анализу, вводятся в программу как регулируемые с предполагаемыми диапазонами регулирования. Для них формируются массивы предполагаемых ступеней регулирования и соответствующих им коэффициентов трансформации.

4.II.3. Результатом работы программы является ранжированный по степени регулирующего эффекта ряд, состоящий из регулируемых и условно-регулируемых трансформаторов. Ранжирование представляется графически, как показано в контрольном примере приложения 4. Ранжирование выполняется с поправкой на надежность регулирующего устройства и уровень израсходованного ресурса, которыми характеризуется трансформатор в момент анализа.

Приложение I

ПРИМЕР РАСЧЕТА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА МЕТОДОМ ЭКСПРЕСС-АНАЛИЗА

В качестве примера выберем трансформатор I-2 схемы сети, изображенной на рис.6. Определим составляющие формулы (2.I). Трансформатор I-2 имеет номинальное напряжение 330 кВ. Следовательно, согласно табл.I,

$$\delta W_{max} = 500 \text{ тыс.кВт.ч}; \qquad \delta W_{min} = 250 \text{ тыс.кВт.ч}.$$

Пусть суммарная длина линий 2-62, 2-63, 2-25, 2-99 $L_{\Sigma} = 325$ км, а номинальная мощность трансформатора I-2 $S_{ном} = 250$ МВ·А Тогда, согласно табл.2 и 3, $k_1 = I,I$; $k_2 = I,04$.

Число независимых контуров $K = 7$, т.е. $4 \leq K \leq I0$. Число классов номинального напряжения электрической сети $m = 2$. Следовательно, согласно табл.4, $k_3 = I,0$.

Рассчитаем значение δW_p по формуле (2.I) для $T_p = 1$, $n = I000$

$$\delta W_p = 0,5 \times I \times I000 \times (500+250) \times I,I \times I,04 \times I,0 \times I0^{-3} = 429 \text{ (МВт.ч)}.$$

Тогда, согласно (2.3),

$$\delta W_{min} = 429 - \frac{500 - 250}{6} \approx 387 \text{ (МВт.ч)},$$

$$\delta W_{max} = 429 + \frac{250}{6} \approx 47I \text{ (МВт.ч)}.$$

Это означает, что ожидаемое снижение потерь электроэнергии от использования в оптимальном управлении режимом трансформатора I-2 лежит в диапазоне

$$387 \text{ МВт.ч} \leq \delta W_p \leq 47I \text{ МВт.ч}.$$

Более точный расчет эффективности этого трансформатора может быть выполнен по программе АЧП. В приложении 4 после таблицы

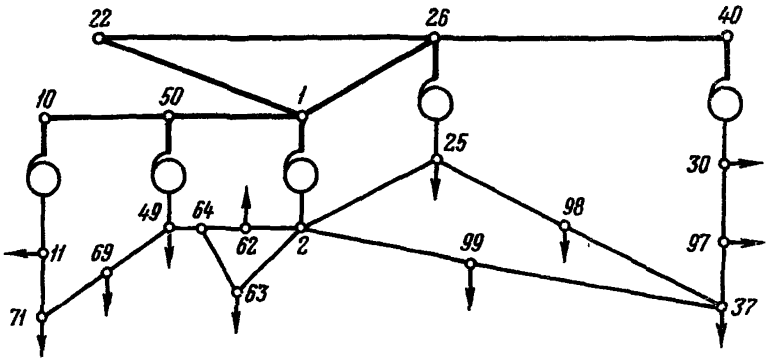


Рис.6. Схема электрической сети контрольного примера

рекомендаций, соответствующих реализации оптимального режима с заданным отклонением потерь от оптимального значения в 2%, указана средняя эффективность одного переключения. Она составляет 466,9 кВт·ч. Учитывая, что в оптимальном управлении участвовал только трансформатор I-2, можно рассчитать эффективность его использования в регулировании напряжения с целью снижения потерь мощности и электроэнергии. При T_p = I и n = I000 она составит 466,9 МВт·ч, что соответствует диапазону, полученному в результате экспресс-анализа.

Приложение 2

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕКОМЕНДУЕМЫХ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ ПРОГРАММ

Название программы	Разработчик	Назначение программы	Максимальный объем сети	Документы, содержащие подробное описание программы
Б-6	ВЦ по электроэнергетике	Расчет установившихся режимов электрической сети	600 узлов, 900 ветвей, 600 трансформаторов, 400 ИРМ	Методика, алгоритм и программа расчета установившегося режима электрической сети с оптимизацией по напряжению, реактивной мощности и коэффициентам трансформации трансформаторов, а также с возможностью дооптимизации мгновенного режима энергосистемы по всем переменным. Научно-технический отчет, № гос.регистрации 76071190. М.: ВНИИЭ-ВЦ ГТУ, 1978
АЧП	ВПИ (Винницкий политехнический институт)	Выбор оптимальных значений отпаек трансформаторов, анализ чувствительности потерь к регулированию напряжения, расчет эффективности использования средств РПН и АРПН в управлении режимом	300 узлов, 400 ветвей, 150 трансформаторов	"Разработать и внедрить мероприятия по снижению расхода электроэнергии на ее транспорт в электрических сетях энергосистемы". Отчет по НИР № гос.регистрации 01870028245 Винница, Винницкий политехнический институт 1987

ЭС-I	ВНИИЭ	Эквивалентирование электрической сети по критерию совпадения потерь активной мощности в исходной схеме и эквиваленте	Полная схема 2000 узлов, 3000 ветвей, 400 ИРМ, 600 трансформаторов. Эквивалентная схема 600 узлов, 900 ветвей, 600 трансформаторов, 400 ИРМ	"Разработка и внедрение методов, программ и мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. Инструкция к комплексу программ расчета характерных режимов и потерь на основе эквивалентирования в замкнутых электрических сетях напряжением 110 кВ и выше при неполной информации о нагрузках подстанций (РАПЭС)". Отчет по НИР, № гос.регистрации 01.70068719, М.: ВНИИЭ, 1989

Приложение 3

СОСТАВ ИСХОДНОЙ ИНФОРМАЦИИ, ТРЕБУЮЩЕЙСЯ ДЛЯ РАСЧЕТА ПО ПРОГРАММЕ АЧП

Исходные данные составляют следующие друг за другом массивы.

№№ пп.	Содержание массива	Код массива
I.	Управляющая информация и программные константы	ØØ
2.	Информация об узлах сети	Ø2
3.	Информация о ветвях сети	Ø3
4.	Информация о статических характеристиках	Ø4
5.	Информация об устройствах РПН	42
6.	Информация для учета показателей надежности	43
7.	Информация о зонах нечувствительности потерь	44

Подготовка массивов ØØ, Ø2, Ø3, Ø4 осуществляется так же, как для программы Б-6.

Массив 42 содержит значения коэффициентов трансформации на всех ответвлениях всех имеющихся в электрических сетях типов регулируемых трансформаторов (определяются паспортными данными устройств РПН и АРПН)

Массив 43 содержит следующую информацию.

Для учета надежности регулирующего устройства:

номинальную мощность регулируемых трансформаторов;

нормируемое и выполненное на момент анализа число переключений РПН,

количество параллельно работающих на подстанции трансформаторов.

Для учета ресурса трансформатора:

дату (год и месяц) ввода трансформатора в работу,

планируемое суммарное (для всех трансформаторов) снижение потерь электроэнергии за рассчитываемый период (вычисляется по уточненной таблице норм оценки эффективности - см.разд.2 настоящей Методики);

Массив 44 содержит набор (до двадцати) различных значений зон нечувствительности потерь мощности к регулированию напряжения (в процентах).

Кроме перечисленных массивов требуется следующая информация:
число часов потерь;

стоимость электроэнергии в электрических сетях.

Приложение 4

ПРИМЕР РАСЧЕТА ПО ПРОГРАММЕ АЧП

В качестве контрольного примера выбрана схема двух классов напряжения 110/330 кВ, содержащего 21 узел, 27 ветвей, 5 регулируемых трансформаторов (см.рис.6).

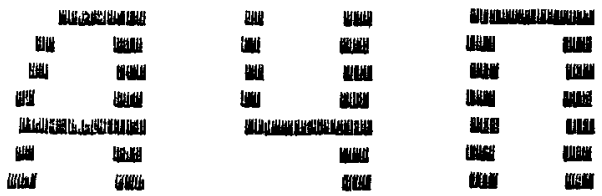
В приложении приведены следующие распечатки:
исходные данные контрольной схемы;
графический вид зависимостей (I.I);

рекомендации по реализации результатов расчета оптимального режима для разных зон нечувствительности потерь активной мощности к изменениям коэффициентов трансформации;

эффективность рекомендуемого оптимального управления и в среднем одного переключения.

****

Р А Б О Т А Е Т П Р О Г Р А М М А



ПРОГРАММА ОПТИМИЗАЦИИ И АНАЛИЗА ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ К ИЗМЕНЕНИЮ КОЭФФИЦИЕНТОВ ТРАНСФОРМАЦИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ С Р П Н И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

З А Д А Н И Е

К О Н Т Р О Л Ь Н Ы Й П Р И М Е Р

Э К В И В А Л Е Н Т Н А Я С Е Т Ь

1 1 0 - 3 3 0 К В

А Ч П **********В П И********** А Ч П

СТРОЯТСЯ ЗАВИСИМОСТИ ПОТЕРЬ ОТ КОЭФФ. ТР-ЦИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

1 - 2
50. - 49
26 - 25.
40. - 30.
10. - 11.

И С Х О Д Н Ы Е Д А Н Н Ы Е

ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЗЛАХ СЕТИ

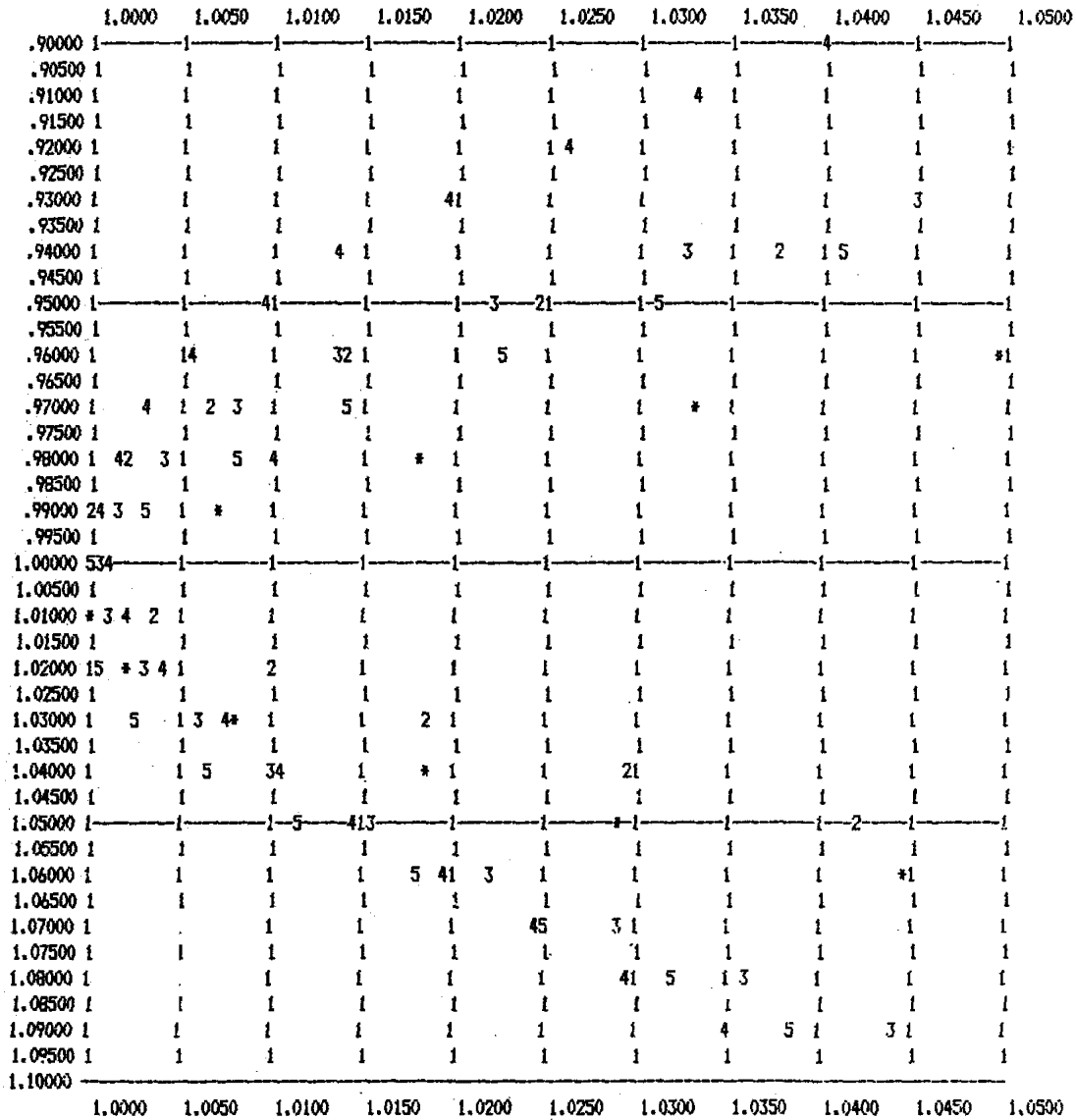
N	N УЗЛА	U НОМ.	P НАГР.	Q НАГР	P ГЕН	Q ГЕН.	U МОД.	УГОЛ U	Q MIN	Q MAX
1	1	330 0	00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
2	2	115 0	171.20	80.90	.00	.00	.00	00	00	00
3	10	330.0	129 90	.00	.00	37.20	.00	00	.00	.00
4	11	115 0	134 00	61 20	.00	00	00	.00	.00	.00
5	22	330.0	584.00	100 00	.00	.00	351 00	00	-1000.00	1000 00
6	25	115 0	.00	00	00	00	.00	00	00	00
7	26	330.0	00	.00	346.73	-162.80	.00	00	00	.00
8	30	115 0	77 30	38 30	.00	00	00	00	00	00
9	37	115.0	3.60	2 00	.00	00	00	00	00	00
10	40	330.0	00	00	251.00	00	00	00	-150.00	150 00
11	49	115.0	27 00	11.60	.00	00	.00	.00	00	00
12	50	330.0	.00	00	.00	00	.00	00	00	00
13	62	115 0	16.00	12 00	.00	.00	00	00	00	00
14	63	115.0	27 40	10.80	00	.00	.00	.00	.00	00
15	64	115.0	24 50	12.40	.00	00	00	00	00	00
16	65	115 0	2 00	.90	.00	00	00	00	.00	.00
17	69	115.0	26 80	12.80	.00	00	00	00	00	00
18	71	115.0	12.80	6 20	.00	.00	.00	.00	.00	00
19	97	115.0	24.80	12.70	.00	.00	00	.00	.00	.00
20	98	115 0	6.70	3.30	.00	.00	00	.00	.00	00
21	99	115 0	27.50	12 60	.00	.00	.00	00	00	.00

ИНФОРМАЦИЯ О ВЕТВЯХ СЕТИ

NY1	NY2	R	X	YC	KT	KT1MN	KT1MX	KTST	KT2MIN	KT2MAX	IMAX	JT
1	22	3 25	26 3	-286 0	0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
22	26	3 02	24.3	-265.0	.0	0	.0	.0	0	0	.0	.0
1	50	3 67	2 28	-236.0	0	0	.0	.0	0	.0	.0	.0
26	40	4 47	27 13	-287 0	0	0	0	.0	0	.0	0	.0
2	62	.25	61	-4 0	0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
2	63	2.55	6.14	-42.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
2	99	8 86	21.3	-149.0	0	0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
50	10	5.49	33.4	-353.0	0	0	0	.0	.0	.0	.0	.0
25	98	6 5	10 1	-65.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
62	64	5.83	14.27	-97.0	0	0	.0	0	.0	.0	.0	.0
37	99	.75	1 84	-12.0	0	0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
49	69	18.39	28.93	-185.0	.0	0	0	0	.0	.0	.0	0
49	65	4 52	6.12	-39 0	0	.0	.0	0	.0	.0	.0	.0
30	97	1.25	3.11	-20.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
71	69	8 15	12.49	-83.0	.0	0	.0	0	.0	.0	.0	.0
1	2	.79	28.3	21.0	.334	307	391	.007	.0	.0	.0	.0
50	49	1 23	47 8	0	355	307	.390	.007	0	.0	.0	0
26	25	2 64	94 1	22 0	341	.307	391	.007	0	0	0	0
40	30	1 32	57 9	7 0	.348	.307	.391	.007	0	0	.0	.0
10	11	1 0	30 0	55.0	.362	.307	391	.007	0	.0	.0	.0
1	26	.92	5.33	-63 0	.0	0	.0	0	.0	.0	.0	.0
2	25	3 6	7 1	-47.0	.0	.0	.0	.0	0	.0	.0	0
25	98	6.5	10 1	-65.0	0	0	.0	.0	.0	.0	.0	.0
63	64	3 3	8 1	-56 0	0	0	0	.0	0	0	.0	.0
37	98	4.72	7 05	-44 0	.0	0	0	0	0	.0	0	.0
37	97	7 74	18 9	-125.0	0	.0	0	.0	0	.0	.0	.0
11	71	.86	1 4	-8 0	0	0	.0	.0	.0	0	.0	.0

П А Р А М Е Т Р Ы С Е Т И .

ЧИСЛО УЗЛОВ N= 21
ЧИСЛО ВЕТВЕЙ N= 27
БАЗИСНЫЙ УЗЕЛ K= 22



Г Р А Ф И К

ЗАВИСИМОСТИ DP*=F(KT*) ДЛЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ:

* - ТРАНСФОРМАТОР 1.- 2.
2 - ТРАНСФОРМАТОР 50.- 49.
3 - ТРАНСФОРМАТОР 26.- 25.
4 - ТРАНСФОРМАТОР 40.- 30.
5 - ТРАНСФОРМАТОР 10.- 11.

РЕКОМЕНДАЦИИ

ПО РЕАЛИЗАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

С УЧЕТОМ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ СУММАРНЫХ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ К ИЗМЕНЕНИЯМ КОЭФФИЦИЕНТОВ ТРАНСФОРМАЦИИ

РЕЖИМ 18.00 ЧАС 12. 1.90 ГОДА

(ЗАДАННОЕ ОТКЛОНЕНИЕ ПОТЕРЬ ОТ ОПТИМАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ .00 %)

ТРАНСФОРМАТОР	ИСХОДНОЕ ЗНАЧЕНИЕ КОЭФ. ТРАНС.	N ОТП.	ОПТИМАЛЬНОЕ ЗНАЧЕНИЕ КОЭФ. ТРАНС.	N ОТП.	ДЛЯ ВВОДА РЕЖИМА В ОПТИМАЛЬНУЮ ОБЛАСТЬ НАДЛЕЖИТ ПЕРЕСТАВИТЬ
1 - 2	.33400	5	.34900	7	С ОТПАЙКИ 5 НА 7
50 - 49	.35500	8	.34200	6	С ОТПАЙКИ 8 НА 6
26 - 25	.34100	6	.33500	5	С ОТПАЙКИ 6 НА 5
40 - 30	.34800	7	.36300	9	С ОТПАЙКИ 7 НА 9
10 - 11	.36200	9	.34900	7	С ОТПАЙКИ 9 НА 7

Потери P: в исходном режиме = 18.05 МВт; в оптимальном режиме = 16.97 МВт.

ТЕХНИКО - ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА

В результате реализации оптимального режима
достигается снижение потерь на 1.076 МВт или на 5.96%

При заданном времени потерь T = 1. ч.
экономия электроэнергии составляет - 1.08 тыс. кВт•ч.

При заданной стоимости потерянной энергии в 2.16 коп /кВт•ч.
это дает экономический эффект 0.023 тыс.руб.

Для реализации оптимального режима требуется всего
переключений отпаек трансформаторов - 9

В среднем эффективность одного переключения составляет- 0.120 МВт/перекл,
или 119.6 кВт•ч /перекл.

РЕКОМЕНДАЦИИ

ПО РЕАЛИЗАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

С УЧЁТОМ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ СУММАРНЫХ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ К ИЗМЕНЕНИЯМ КОЭФФИЦИЕНТОВ ТРАНСФОРМАЦИИ

РЕЖИМ 18.00 ЧАС 12. 1.90 ГОДА

(ЗАДАННОЕ ОТКЛОНЕНИЕ ПОТЕРЬ ОТ ОПТИМАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ .25 %)

ТРАНСФОРМАТОР	ИСХОДНОЕ ЗНАЧЕНИЕ КОЭФ. ТРАНС.	N ОТП.	ОПТИМАЛЬНОЕ ЗНАЧЕНИЕ КОЭФ. ТРАНС.	N ОТП.	ДЛЯ ВВОДА РЕЖИМА В ОПТИМАЛЬНУЮ ОБЛАСТЬ АППАРАТУ ПЕРЕСТАВИТЬ
1 - 2	.33400	5	.34900	7	С ОТПАЙКИ 5 НА 7
50 - 49	.35500	8	.34200	6	С ОТПАЙКИ 8 НА 6
26 - 25	.34100	6	.33500	5	С ОТПАЙКИ 6 НА 6
40 - 30	.34800	7	.36300	9	С ОТПАЙКИ 7 НА 8
10 - 11	.36200	9	.34900	7	С ОТПАЙКИ 9 НА 9

Потери Pt в исходном режиме = 18.05 МВт; в оптимальном режиме = 17.20 МВт.

ТЕХНИКО - ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА

В результате реализации оптимального режима
достигается снижение потерь на 0.854 МВт или на 4.73%

При заданном времени потерь T = 1. ч.
экономия электроэнергии составляет - 0.85 тыс. кВт·ч.

При заданной стоимости потерянной энергии в 2.16 коп /кВт·ч.
это дает экономический эффект 0.018 тыс.руб.

Для реализации оптимального режима требуется всего
переключений отпаек трансформаторов - 5

В среднем эффективность одного переключения составляет- 0.171 МВт/перекл.
или 170.8 кВт·ч /перекл.

Р Е К О М Е Н Д А Ц И И

ПО РЕАЛИЗАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

С УЧЕТОМ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ СУММАРНЫХ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ К ИЗМЕНЕНИЯМ КОЭФФИЦИЕНТОВ ТРАНСФОРМАЦИИ

РЕЖИМ 18.00 ЧАС 12. 1.90 ГОДА

(ЗАДАННОЕ ОТКЛОНЕНИЕ ПОТЕРЬ ОТ ОПТИМАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ 2.00 %)

ТРАНСФОРМАТОР	ИСХОДНОЕ ЗНАЧЕНИЕ		ОПТИМАЛЬНОЕ ЗНАЧЕНИЕ		ДЛЯ ВВОДА РЕЖИМА В ОПТИМАЛЬНУЮ ОБЛАСТЬ АНЦАПФУ ПЕРЕСТАВИТЬ
	КОЭФ. ТРАНС.	N ОТП.	КОЭФ. ТРАНС.	N ОТП.	
1 - 2	.33400	5	.34900	7	С ОТПАЙКИ 5 НА 6
50 - 49	.35500	8	.34200	6	С ОТПАЙКИ 8 НА 8
26 - 25	.34100	6	.33500	5	С ОТПАЙКИ 6 НА 6
40 - 30	.34800	7	.36300	9	С ОТПАЙКИ 7 НА 7
10 - 11	.36200	9	.34900	7	С ОТПАЙКИ 9 НА 9

Потери Р: в исходном режиме = 18.05 МВт; в оптимальном режиме = 17.58 МВт.

Т Е Х Н И К О - Э К О Н О М И Ч Е С К И Е П А Р А М Е Т Р Ы О П Т И М А Л Ь Н О Г О Р Е Ж И М А

В результате реализации оптимального режима достигается снижение потерь на 0.467 МВт или на 2.59%

При заданном времени потерь Т = 1. ч. экономия электроэнергии составляет - 0.47 тыс. кВт·ч.

При заданной стоимости потерянной энергии в 2.16 коп /кВт·ч. это дает экономический эффект 0.010 тыс.руб.

Для реализации оптимального режима требуется всего переключений отпаек трансформаторов - 1

В среднем эффективность одного переключения составляет- 0.457 МВт/перекл. или 466.9 кВт·ч /перекл.

Приложение 5

ПОРЯДОК ВЫБОРА ЗОНЫ НЕЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ К РЕГУЛИРОВАНИЮ НАПРЯЖЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ АЧП

Величина зоны нечувствительности δP_* устанавливается, исходя из стремления к наибольшей эффективности каждого переключения анцапф трансформатора. Для этого по программе АЧП в автоматическом режиме проводится серия расчетов с различными значениями δP_*, заданными заранее в массиве 44 (см.приложение 3), и в каждом случае рассчитывается средняя эффективность переключения γ по формуле

$$\gamma = \frac{\Delta P - \Delta P_0}{m_\Sigma},$$

где ΔP – значение суммарных потерь мощности в исходном режиме;

ΔP_0 – значение суммарных потерь мощности в рекомендуемом оптимальном режиме;

m_Σ – суммарное (по всем трансформаторам) число переключений, необходимое для перевода текущего режима в оптимальный.

По результатам расчетов строится график $\delta P_* = f(\gamma)$, как показано на рис.7. Рекомендуется выбирать значение δP_*, соответствующее максимальному γ.

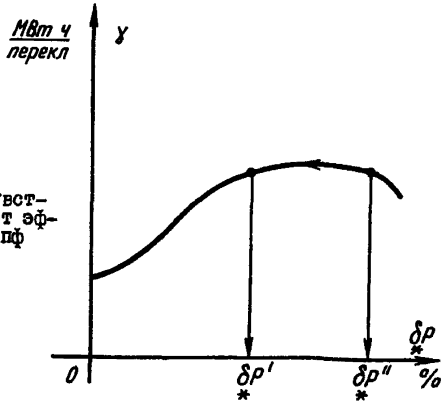


Рис. 7. Зависимость зоны нечувствительности потерь мощности от эффективности переключения анцапф трансформатора

Часто имеет место не одно целесообразное значение δP_*, а некоторый интервал $\delta P_*' \div \delta P_*''$ равноценных значений - максимум "размазан" (см.рис.7). Верхней границе интервала $\delta P_*''$ соответствует относительно небольшое число m_Σ, что, в свою очередь, приводит к незначительному снижению потерь ($\Delta P - \Delta P_0$). Ближе к нижней границе $\delta P_*'$ m_Σ возрастает, но увеличивается и разность ($\Delta P - \Delta P_0$). Поэтому в электрических сетях, где нет достаточного опыта проведения мероприятий по оптимизации режима, рекомендуется сначала выбирать значение $\delta P_*''$ (т.е. "загрублять" управление) и затем постепенно снижать зону нечувствительности потерь до значений $\delta P_*'$, как показано стрелкой на рис.7.

Список использованной литературы

I. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений: И 34-70-028-86. М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.

2. Типовая инструкция по оптимальному управлению потоками реактивной мощности и уровнями напряжений в электрических сетях энергосистем: ТИ-34-70-002-82. М.: СПО Союзтехэнерго, 1982.

О Г Л А В Л Е Н И Е

I. Общие положения 3

2. Оценка эффективности использования устройств РПН и АРПН в оптимальном управлении режимом электрической сети 7

3. Выбор мест установки и ввода в работу устройств РПН и АРПН II

4. Оценка эффективности использования устройств РПН и АРПН, выбор мест и очередности их внедрения с помощью специальных программных средств I6

П р и л о ж е н и е I. Пример расчета эффективности применения трансформатора методом экспресс-анализа 20

П р и л о ж е н и е 2. Основные характеристики рекомендуемых вычислительных программ 22

П р и л о ж е н и е 3. Состав исходной информации, требующейся для расчета по программе АЧП..... 24

П р и л о ж е н и е 4. Пример расчета по программе АЧП 25

П р и л о ж е н и е 5. Порядок выбора зоны нечувствительности потерь мощности к регулированию напряжения с помощью программы АЧП 33

С п и с о к и с п о л ь з о в а н н о й л и т е р а т у р ы 35

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР

Главное производственно-техническое управление электрических сетей и сельской электрификации

ГЛАВЭЛЕКТРОСЕТЬ

103074, Москва, К-74, Китайский пр., 7
Москва, К-11, Минэнерго СССР, А. Т. 111803
Тел. 220-41-15

30.11.90 № 66-01/547

На № _____ от _____

Министерствам энергетики и электрификации союзных республик, производственным объединениям энергетики и электрификации, предприятиям электрических сетей

Направляется "Методика оценки эффективности применения трансформаторов с РПН и автоматического регулирования напряжения в замкнутых электрических сетях" для персонала служб электрических режимов и диспетчерских служб энергосистем и предприятий электрических сетей.

С целью упрощения расчетов при ограниченных объемах исходной информации о режимах электрических сетей в условиях их эксплуатации Методика позволяет оценивать эффективность РПН и АРПН и принимать решение по их установке на основании одного контрольного замера зимнего максимума нагрузки или по нескольким укрупненным данным, характеризующим электрическую сеть.

Рекомендованные в Методике программные средства, разработанные во ВНИИЭ и Винницком политехническом институте, целесообразно внедрять в два этапа. На первом этапе необходимо провести предварительный анализ эффективности регулирования напряжения в узлах замкнутой электрической сети, обоснованно выбрать места наиболее эффективного по потерям мощности регулирования и сформировать расчетную модель сети. Второй этап заключается в расчетах по сформированной модели сети и программе АЧП оптимальных значений отпаек трансформаторов и использовании результатов этих расчетов диспетчером энергосистемы или ПЭС и оперативным персоналом при переключении анцапф трансформаторов.

Телефоны для справок и консультаций по Методике и программному обеспечению: ВНИИЭлектроэнергетики, г.Москва.

113-53-90 Воротницкий Валерий Эдуардович
Серова Ирина Анатольевна

Винницкий политехнический институт, г.Винница
4-75-03 Лежнюк Петр Демьянович.

Главный инженер В.В.Слоев

gost.e-ecolog.ru